

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE QUITO

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de

INGENIERO ELÉCTRICO

**“CREACIÓN DE LA NORMATIVA PARA LA GESTIÓN COMERCIAL DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA POR EMPRESAS ELÉCTRICAS
DEL ECUADOR”**

AUTORES:

CARLOS DAVID GALARZA ARÉVALO

ÓSCAR JOSÉ SÁNCHEZ JIMENEZ

DIRECTOR:

JUAN CARLOS HERRERA

QUITO, 2013

DECLARATORIA DE AUTORÍA:

Nosotros, Carlos David Galarza Arévalo y Óscar José Sánchez Jiménez autorizamos a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

A través de la presente declaración cedemos el derecho de propiedad intelectual correspondiente de este trabajo a la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Además declaramos que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Quito, de Septiembre del 2013

Carlos David Galarza Arévalo
CC: 1720175908

AUTOR

Óscar José Sánchez Jiménez
CC: 0704618859

AUTOR

CERTIFICA:

Yo, Ing. Juan Carlos Herrera tutor, director de la tesis que titula “Creación de la normativa para la gestión comercial de generación distribuida fotovoltaica por empresas eléctricas del Ecuador”, certifico, haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros, realizada por los Sr. Carlos David Galarza Arévalo y Sr. Óscar José Sánchez Jiménez, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 26 de Septiembre del 2013

Ing. Juan Carlos Herrera
DIRECTOR

DEDICATORIA.

Carlos David Galarza Arévalo

Este proyecto es dedicado

Con mucho amor

A mi Dios.

Por haberme permitido lograr mis objetivos, además por su infinita bondad y amor.

A mi madre Narcisa.

Por su constante e incondicional apoyo, por sus consejos, sus valores, por la motivación que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amistad, paciencia y amor.

A mi padre Carlos.

Por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan, por su ayuda económica, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.

A mis hermanos.

Por apoyarme en cada momento de mi vida, por su ayuda y gran apoyo y a todos aquellos que participaron directa e indirectamente en la elaboración de esta tesis.

M.G.

¡Gracias!

DEDICATORIA.

Óscar José Sánchez Jiménez

Este proyecto es dedicado

Con mucho amor

A Dios y a la Virgen María

Por haberme dado la vida salud y la fortaleza necesaria para continuar.

A mis padres

A mi mami Erica, por ser mi apoyo y el pilar más importante, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, por corregir mis faltas y celebrar mis triunfos, pero más que nada, por su infinito amor.

A mi mami Rosario, que siempre estuvo junto a mí y que a pesar de haberla perdido, ha estado siempre cuidándome y guiándome desde el cielo.

A mi padre, por ser un apoyo en mi carrera que a pesar de nuestra distancia física, siento que está siempre conmigo y lo llevo siempre en mi corazón y mente.

A mis familiares.

A mi familia en general, porque me han brindado su apoyo incondicional, por estar siempre a mi lado y por compartir conmigo buenos y malos momentos.

A mis amigos.

A mi gran amigo y compañero de tesis Carlos

por su gran apoyo, perseverancia y responsabilidad.

Que nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional y que hasta ahora, seguimos siendo amigos

A Todos aquellos que creyeron en mí que no recordé al momento de escribir esto, por darme el tiempo para realizarme profesionalmente, Ustedes saben quiénes son.

AGRADECIMIENTO.

Carlos David Galarza Arévalo

A la Universidad Politécnica Salesiana por haberme recibido y año tras añoirme formando en valores y conocimientos que ahora son las bases de mi vida profesional cumpliendo la palabra de buenos cristianos y honrados ciudadanos.

A los docentes que me han acompañado durante este largo camino, brindándome siempre su orientación con profesionalismo ético en la adquisición de conocimientos y afianzando mi formación como estudiante universitario.

Al Ing. Juan Carlos Herrera por su apoyo y motivación, por su paciencia y por impulsar el desarrollo de este trabajo.

AGRADECIMIENTO.

Óscar José Sánchez Jiménez

*Primordialmente agradezco a la prestigiosa
Universidad Politécnica Salesiana la cual abrió sus
puertas a jóvenes como nosotros, preparándonos para un futuro
competitivo y formándonos como personas de bien, y nos brindó
conocimientos que nos ayudó para el desarrollo de
nuestro proyecto y a elaboración final de este.*

*A mis maestros quienes me enseñaron a ser mejor en la vida
y que nos brindaron su sabiduría en varios campos del
conocimiento ayudándonos así en varios aspectos que requerimos
para el desarrollo de nuestro proyecto.*

*Un agradecimiento especial a mí asesor el
Ing. Juan Carlos Herrera por hacer posible esta tesis
También agradezco a mis compañeros de clase quienes de
varias maneras siempre me acompañaron y ayudaron, por
compartir sus conocimientos y vivencias que provocaron
sentimientos de alegría. En general quisiera agradecer a todas
y cada una de las personas que han vivido conmigo la realización
de esta tesis, que no necesito nombrar porque tanto
ellas como yo sabemos que desde lo más profundo
de mi corazón les agradezco el haberme brindado todo el apoyo,
colaboración, ánimo pero sobre todo cariño y amistad.*

ÍNDICE GENERAL

DECLARATORIA DE AUTORÍA:	i
CERTIFICA:	ii
DEDICATORIA.	iii
AGRADECIMIENTO.....	v
ÍNDICE GENERAL	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiv
LISTA DE TÉRMINOS	xvi
LISTA DE UNIDADES	xvii
Resumen	xviii
Summary.....	xx
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
ENERGÍA SOLAR PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD.....	2
1.1 Tecnología Solar Fotovoltaica.....	2
1.1.1 Radiación solar.....	2
1.1.2 Tipos de radiación solar.	3
1.1.3 Descripción de sistemas fotovoltaicos	4
1.1.3.1 Sistemas aislados.	4
1.1.3.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red	6
1.1.3.3 Sistemas híbridos.....	7
1.2 Aspectos técnicos,	7
1.2.1 Efecto fotovoltaico	8
1.2.2 Materiales semiconductores.....	8
1.2.3 Unión p-n.....	10
1.2.4 Células fotovoltaicas.	11
1.2.4.1 Tipos de células fotovoltaicas.	12
1.2.5 Elementos de regulación de carga (Regulador).	13
1.2.6 Almacenamiento energético (Baterías).	15

1.2.6.1 Parámetros característicos de la batería.	16
1.2.7 Inversores.....	18
1.2.7.1 Características de los inversores.....	19
1.2.7.2 Inversores para conexión a la red.	19
1.2.8 Sistema fotovoltaico conectado a la red	20
1.2.9 Generación distribuida.	22
1.2.9.1 Definición de generación distribuida.....	23
1.2.9.2 Ventajas de la generación distribuida.	24
1.3 Costos Asociados.....	26
1.3.1 Factores que intervienen en el costo.	26
1.3.2 Costos de paneles solares en el mercado ecuatoriano.....	27
1.3.3 Costos de baterías en el mercado ecuatoriano.	28
1.3.4 Costos de reguladores en el mercado ecuatoriano.	29
1.3.5 Costos de inversores en el mercado ecuatoriano.	29
1.3.6 Costos de operación y mantenimiento.	30
1.3.7 Costos de transporte e instalación.....	30
1.3.8 Costos de conexión a la red.	30
CAPÍTULO II.	32
ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.	32
2.1 Mercado Mayorista Regulado de Electricidad.	32
2.1.1 Historia del Sector Eléctrico en Ecuador.....	32
2.1.2 Ley de Régimen del Sector eléctrico	34
2.1.2.1 Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).	37
2.1.2.2 Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).	39
2.1.3 Mandato Constituyente No.15	41
2.1.4 Mercado Ocasional	44
2.1.5 Contrato a plazo.	45
2.2 Mercado Minorista Regulado de Electricidad.....	46
2.2.1 Distribución de energía eléctrica	46
2.2.2 Concesión de las empresas distribuidoras.	47
2.2.3 Clientes finales de las distribuidoras.....	48

2.3 Tipos de consumidores.	49
2.3.1 Grandes consumidores.	50
2.3.1.1 Requisitos para ser calificado como grandes consumidores.	50
2.3.2 Consumidores finales.	52
2.3.2.1 Clientes residenciales.	52
2.3.2.2 Clientes comerciales.	54
2.3.2.3 Clientes industriales.	55
2.4 Esquema tarifario.	59
2.4.1 Tarifas por categorías.	59
2.4.1.1 Categoría residencial.	59
2.4.1.2 Categoría general.	60
2.4.1.3 Categoría alumbrado público.	61
2.4.2 Tarifas por nivel de voltaje.	61
2.4.2.1 Tarifas en baja tensión.	61
2.4.2.2 Tarifas en media tensión.	64
2.4.2.3 Tarifas en alta tensión.	66
CAPÍTULO 3.	72
LINEAMIENTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA.	72
3.1 Sostenibilidad.	72
3.1.1 Sostenibilidad energética y ambiental.	73
3.1.2 Sostenibilidad económica.	76
3.1.3 Experiencia en la Unión Europea.	79
3.1.4 Normativas y regulaciones vigentes en el sector eléctrico ecuatoriano.	81
3.1.4.1 Constitución de la Republica.	82
3.1.4.2 CONELEC.	85
3.1.4.3 Plan Nacional del Buen Vivir.	87
3.2 Seguridad de suministro.	95
3.2.1 Suministro de energía eléctrica a largo plazo.	95
3.2.2 Energía eléctrica en zonas rurales y sistemas aislados.	101
3.2.2.1 Usos de la electrificación rural.	102
3.2.3 Acceso y conexión.	105

3.3 Fomento de las energías renovables.	106
3.3.1 Fomento de energías renovables en la Unión Europea.	106
3.3.1.1 Marco político actual de la Unión Europea.....	107
3.3.1.2 Fomento de la energía fotovoltaica en España.	109
3.3.1.3 Fomento de la energía fotovoltaica en Portugal.	110
3.3.2 Establecimiento de un Plan de Fomento de las Energías Renovables.....	111
3.3.3 Problemática de la energía fotovoltaica en Ecuador.	113
CAPÍTULO IV.....	115
DISEÑO REGULATORIO.	115
4.1 Modelo Transaccional.	115
4.1.1 Venta de excedentes de la energía eléctrica generada.....	116
4.1.2 Venta total de la energía eléctrica generada.	118
4.1.3 Síntesis del Modelo Transaccional.	119
4.2 Diseño de modelo tarifario.....	119
4.2.1 Consideraciones generales.....	120
4.2.1.1 Lineamientos técnicos.....	120
4.2.1.1.1 Análisis de la forma de conexión al sistema de distribución.	126
4.2.1.1.2 Análisis de la forma de conexión al sistema de distribución.	128
4.2.1.1.3 Enlace con la red de la empresa distribuidora.	130
4.2.1.1.4 Verificación de la conexión a la red.	131
4.2.2 Factores económicos y de generación.	132
4.2.2.1 Consideraciones de generación.	135
4.2.2 Costos por venta de excedentes de energía eléctrica generada en el sector comercial.	140
4.2.2.1 Indicadores económicos por venta de excedentes de energía eléctrica generada para el sector comercial.....	143
4.2.3 Costos por venta de excedentes de energía eléctrica generada en el sector industrial.	148
4.2.4 Análisis de costos por venta total de la energía eléctrica generada.	152
4.3 Financiamiento e incentivos.....	158
4.3.1 Financiamiento.....	158
4.3.1.1 Alternativas de financiamiento estatal.....	159

4.3.2 Incentivos.....	160
4.3.2.1 Rol de las Universidades.....	173
4.4 Diseño de normativa.....	173
4.4.1 Propuesta de normativa.....	174
4.4.2 Reducción en los aportes tributarios.....	182
4.4.3 Líneas de crédito.....	182
4.5 Verificación de la hipótesis.....	183
CONCLUSIONES:	183
RECOMENDACIONES:	186
LISTA DE REFERENCIAS.....	188

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. 1	CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	4
FIGURA 1. 2	SISTEMAS AISLADOS CON BATERÍAS.....	5
FIGURA 1. 3	SISTEMAS AISLADOS CON BATERÍAS.....	6
FIGURA 1. 4	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS UNIDOS A LA RED.....	6
FIGURA 1. 5	SISTEMA HIBRIDO.....	7
FIGURA 1. 6	HUECOS FORMADOS EN MATERIALES SEMICONDUCTORES.....	9
FIGURA 1. 7	SILICIO DOPADO CON ÁTOMO DE FOSFORO	10
FIGURA 1. 8	REGULADOR.	14
FIGURA 1. 9	FORMAS DE CONECTARSE A LA RED.	22
FIGURA 2. 1	ESTRUCTURA DEL INECEL	33
FIGURA 2. 2	MODELO ESTRUCTURAL CON BASE A LA LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO DE 1996.	35
FIGURA 2. 3	ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.	48
FIGURA 2. 4	CLIENTES RESIDENCIALES EEQ.	54
FIGURA 2. 5	CLIENTES COMERCIALES EEQ.	55
FIGURA 2. 6	CLIENTES INDUSTRIALES EEQ.	57
FIGURA 2. 7	CLIENTES POR CATEGORÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA.....	58
FIGURA 2. 8	COMPOSICIÓN DE CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO.....	59
FIGURA 2. 9	CARGOS EN EMPRESAS DISTRIBUIDORAS SECTOR COSTA DE JUNIO A NOVIEMBRE.	69
FIGURA 2. 10	CARGOS EN EMPRESAS DISTRIBUIDORAS SECTOR COSTA DE DICIEMBRE A MAYO.	70
FIGURA 3. 1	DESARROLLO FOTOVOLTAICO SOSTENIBLE.....	74
FIGURA 3. 2	ÁRBOL DE PROBLEMAS	115
FIGURA 4. 1	OPCIONES EN EL MODELO TRANSACCIONAL.....	116
FIGURA 4. 2	CONSUMO MENSUAL SECTOR COMERCIAL	136
FIGURA 4. 3	TIR VS. POTENCIA INSTALADA	145
FIGURA 4. 6	VARIACION DEL VAN RESPECTO AL PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA.	147
FIGURA 4. 7	CONSUMO MENSUAL SECTOR INDUSTRIAL.....	149
FIGURA 4. 8	TIR VS. POTENCIA INSTALADA	154
FIGURA 4. 9	TIR VS. POTENCIA INSTALADA	155
FIGURA 4. 10	TIR VS. PRECIO DE VENTA.....	156
FIGURA 4. 12	VARIACIÓN DEL VAN (SECTOR COMERCIAL).	165
FIGURA 4. 13	VARIACIÓN DE LA RELACIÓN COSTO/BENEFICIO (SECTOR COMERCIAL).....	165
FIGURA 4. 14	VARIACIÓN DE LA TIR (SECTOR COMERCIAL).	166
FIGURA 4. 15	VARIACIÓN DEL VAN (SECTOR INDUSTRIAL).....	166
FIGURA 4. 16	VARIACIÓN DE LA RELACIÓN COSTO/BENEFICIO (SECTOR INDUSTRIAL).	167

FIGURA 4. 17	VARIACIÓN DE LA TIR (SECTOR INDUSTRIAL).	167
FIGURA 4. 18	VARIACIÓN DEL VAN (VENTA TOTAL).....	168
FIGURA 4. 19	VARIACIÓN DE LA RELACIÓN COSTO/BENEFICIO (VENTA TOTAL).	168
FIGURA 4. 20	VARIACIÓN DE LA TIR (VENTA TOTAL).	169
FIGURA 4. 21	VARIACIÓN DEL VAN RESPECTO A LA TASA ACTIVA.	172
FIGURA 4. 22	VARIACIÓN DEL C/B RESPECTO A LA TASA ACTIVA.	172

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. 1	COSTOS DE PANELES SOLARES.....	28
TABLA 1. 2	COSTOS DE BATERÍAS PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	28
TABLA 1. 3	COSTOS DE REGULADORES PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.	29
TABLA 1. 4	COSTOS DE INVERSORES A RED PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.	30
TABLA 2. 1	CLIENTES RESIDENCIALES EEQ DEL 2001 AL 2011.....	53
TABLA 2. 2	CLIENTES COMERCIALES EEQ DEL 2001 AL 2011.....	55
TABLA 2. 3	CLIENTES INDUSTRIALES EEQ DEL 2001 AL 2011.....	56
TABLA 2. 4	TARIFAS FIJADAS POR LA EEQ.....	62
TABLA 2. 5	CARGOS ADICIONALES A LA TARIFA ELÉCTRICA.....	63
TABLA 2. 8	TARIFAS PARA ALTA TENSIÓN.....	67
TABLA 3. 1	ACTIVIDADES DEL SECTOR RURAL EN ECUADOR.....	103
TABLA 4. 1	INTERPRETACIÓN DEL VAN.....	133
TABLA 4. 2	INTERPRETACIÓN DE LA TIR.....	133
TABLA 4. 3	CONSUMO PROMEDIO SECTOR COMERCIAL	136
TABLA 4. 4	GENERACIÓN MENSUAL PARQUE DE 10 kW.....	137
TABLA 4. 5	GENERACIÓN MENSUAL PARQUE DE 25 kW.....	138
TABLA 4. 6	GENERACIÓN MENSUAL PARQUE DE 50 kW.....	138
TABLA 4. 7	GENERACIÓN MENSUAL PARQUE DE 75 kW.....	139
TABLA 4. 8	GENERACIÓN MENSUAL PARQUE DE 100 kW.....	139
TABLA 4. 9	MATERIALES PARA IMPLEMENTAR UN PARQUE GENERADOR DE 10 kW.....	140
TABLA 4. 10	MATERIALES PARA IMPLEMENTAR UN PARQUE GENERADOR DE 25 kW.....	141
TABLA 4. 11	MATERIALES PARA IMPLEMENTAR UN PARQUE GENERADOR DE 50 kW.....	141
TABLA 4. 12	MATERIALES PARA IMPLEMENTAR UN PARQUE GENERADOR DE 75 kW.....	142
TABLA 4. 13	MATERIALES PARA IMPLEMENTAR UN PARQUE GENERADOR DE 100 kW.....	142
TABLA 4. 14	PRECIO TOTAL DE LA ENERGÍA PARA UN CLIENTE COMERCIAL.....	143
TABLA 4. 15	INDICADORES ECONÓMICOS PARA UN PARQUE GENERADOR DE 10 kW.....	144
TABLA 4. 16	INDICADORES ECONÓMICOS PARA UN PARQUE GENERADOR DE 25 kW.....	144
TABLA 4. 17	INDICADORES ECONÓMICOS PARA UN PARQUE GENERADOR DE 50 kW.....	144
TABLA 4. 18	INDICADORES ECONÓMICOS PARA UN PARQUE GENERADOR DE 75 kW.....	144
TABLA 4. 19	INDICADORES ECONÓMICOS PARA UN PARQUE GENERADOR DE 100 kW.....	145
TABLA 4. 20	VARIACIÓN DE LA TIR RESPECTO AL PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	147
TABLA 4. 21	VARIACIÓN DEL VAN RESPECTO AL PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	148
TABLA 4. 22	CONSUMO PROMEDIO SECTOR INDUSTRIAL.....	149

TABLA 4. 23	PRECIO TOTAL DE LA ENERGÍA PARA UN CLIENTE INDUSTRIAL.....	150
TABLA 4. 24	INDICADORES ECONÓMICOS PARQUE GENERADOR DE 10 kW SECTOR INDUSTRIAL.	150
TABLA 4. 25	INDICADORES ECONÓMICOS PARQUE GENERADOR DE 25 kW SECTOR INDUSTRIAL.	151
TABLA 4. 26	INDICADORES ECONÓMICOS PARQUE GENERADOR DE 50 kW SECTOR INDUSTRIAL.	151
TABLA 4. 27	INDICADORES ECONÓMICOS PARQUE GENERADOR DE 75 kW SECTOR INDUSTRIAL.	151
TABLA 4. 28	INDICADORES ECONÓMICOS PARQUE GENERADOR DE 100 kW SECTOR INDUSTRIAL.	151
TABLA 4. 29	INDICADORES ECONÓMICOS PARQUE GENERADOR DE 10 kW VENTA TOTAL .	153
TABLA 4. 30	INDICADORES ECONÓMICOS PARQUE GENERADOR DE 25 kW VENTA TOTAL .	153
TABLA 4. 31	INDICADORES ECONÓMICOS PARQUE GENERADOR DE 50 kW VENTA TOTAL .	153
TABLA 4. 32	INDICADORES ECONÓMICOS PARQUE GENERADOR DE 75 kW VENTA TOTAL .	153
TABLA 4. 33	INDICADORES ECONÓMICOS PARQUE GENERADOR DE 100 kW VENTA TOTAL	154
TABLA 4. 34	COMPARACIÓN DE LA TIR RESPECTO AL PRECIO DE VENTA (VENTA TOTAL) .	156
TABLA 4. 35	COMPARACIÓN DEL VAN RESPECTO AL PRECIO DE VENTA (VENTA TOTAL) ..	157
TABLA 4. 36	PARQUE GENERADOR DE 100 kW VENTA DE EXCEDENTES SECTOR COMERCIAL CON IVA.....	163
TABLA 4. 37	PARQUE GENERADOR DE 100 kW VENTA DE EXCEDENTES SECTOR COMERCIAL SIN IVA.	163
TABLA 4. 38	PARQUE GENERADOR DE 100 kW VENTA DE EXCEDENTES SECTOR INDUSTRIAL CON IVA.....	163
TABLA 4. 39	PARQUE GENERADOR DE 100 kW VENTA DE EXCEDENTES SECTOR INDUSTRIAL SIN IVA.	164
TABLA 4. 40	PARQUE GENERADOR DE 100 kW VENTA TOTAL CON IVA.....	164
TABLA 4. 41	PARQUE GENERADOR DE 100 kW VENTA TOTAL SIN IVA.	164
TABLA 4. 42	VARIACIÓN DEL VAN Y C/B CON LA TASA ACTIVA SECTOR COMERCIAL.	170
TABLA 4. 43	VARIACIÓN DEL VAN Y C/B CON LA TASA ACTIVA SECTOR INDUSTRIAL.....	171
TABLA 4. 44	VARIACIÓN DEL VAN Y C/B CON LA TASA ACTIVA VENTA TOTAL.	171
TABLA 4. 45	VENTA DE EXCEDENTES SECTOR COMERCIAL	180
TABLA 4. 46	VENTA DE EXCEDENTES SECTOR INDUSTRIAL	181
TABLA 4. 47	VENTA TOTAL DE ENERGÍA PRODUCIDA	181

LISTA DE TÉRMINOS

AC	Corriente alterna
CCE	Contrato de Compraventa de Energía
CE	Comunidad Europea
CENACE	Centro Nacional de control de Energía
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CdS	Sulfuro de cadmio
Cu₂S	Sulfuro cuproso
DC	Corriente continúa
EED	Empresas Eléctricas de Distribución
EEQ	Empresa Eléctrica Quito
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
IEC	International Electrotechnical Commision
LRSE	Ley de Régimen del Sector Eléctrico
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
NASA	National Aeronautics and Space Administration
SNI	Sistema Nacional Interconectado
UNE	Una Norma Española

LISTA DE UNIDADES

W	Wattios
kW	Kilowattios
Wp	Wattios pico
kWh	Kilowattios hora
W/m²	Wattios por metro cuadrado
MW	Megawattios

Resumen

“Creación de la normativa para la gestión comercial de generación distribuida fotovoltaica por Empresas Eléctricas del Ecuador”

Carlos David Galarza Arévalo.

charlesdavid_ga@hotmail.com

Óscar José Sánchez Jiménez.

oscar_sjj@hotmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

Resumen—En este trabajo se presenta una propuesta técnica económica para financiar proyectos de generación fotovoltaicos, se han tomado como base normativas vigentes en varios países, especialmente en Europa, sin dejar de lado otros como México y Chile que están un poco más apegados a la realidad del mercado eléctrico ecuatoriano.

Se analizan los datos de los sectores comercial e industrial mismos que están llamados a aprovechar de mejor manera los recursos naturales disponibles en el país y de esta manera disminuir la contaminación producida por la quema de combustibles fósiles.

Se ha realizado un estudio de costos tomando en cuenta precios vigentes en el mercado actual además de las tasas de interés dispuestas por el Banco Central del Ecuador, los precios fijados en este trabajo son el resultado de un análisis económico reflejado en los indicadores como el TIR, VAN, y Costo beneficio de cada proyecto.

Las potencias para cada proyecto están basadas en los inversores disponibles en el mercado, siendo estas de 10, 25, 50, 75 y 100 kW; para cada caso se ha tomado en cuenta el uso de dos inversores ya que la vida útil de estos es menor a la del proyecto en general.

Para suscribir el contrato entre el generador y la empresa eléctrica distribuidora se toma como modelo el contrato vigente del CONELEC, el cual se procederá a firmar luego de realizar todas las inspecciones técnicas y de seguridad de suministro necesarias.

Finalmente se establecen las conclusiones y recomendaciones pertinentes de acuerdo a los indicadores económicos obtenidos para cada caso.

Tomar en cuenta las recomendaciones de este trabajo y en especial nuevos temas de tesis que se desprenden de este estudio y que podrían ser desarrollados posteriormente.

Términos— Batería, consumo ocasional, costo – beneficio, esquema tarifario, inversor, generación distribuida, grandes consumidores, Mandato Constituyente N.15, monocristalino, panel solar fotovoltaico, Plan Nacional del Buen Vivir, policristalino, profundidad de descarga, seguridad de suministro, sostenibilidad, tasa interna de retorno (TIR), valor actual neto (VAN).

Summary

“Creating regulations for the commercial management of distributed generation photovoltaic in Power Companies of Ecuador”

Carlos David Galarza Arévalo.

charlesdavid_ga@hotmail.com

Óscar José Sánchez Jiménez.

oscar_sjj@hotmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

Abstract-In this paper we present a proposal for financing economic technique photovoltaic generation projects, have been based on legislation in several countries, especially in Europe, without neglecting others like Mexico and Chile who are a little more attached to the Ecuadorian electricity market reality.

It analyzes data from commercial and industrial sectors themselves who are called to make better use of natural resources available in the country and thus reduce the pollution caused by burning fossil fuels.

We performed a cost study taking into account prevailing market prices plus current rates of interest established by the Central Bank of Ecuador, the prices given in this paper are the result of an economic analysis reflected in indicators such as the TIR , VAN, and cost benefit of each project.

Powers for each project are based on commercially available inverters, these being 10, 25, 50, 75 and 100 kW, for each case is taken into account the use of two inverters because the useful life of these is lower than the overall project.

To sign the contract between the generator and the electricity distribution company is modeled CONELEC the current contract, which shall be signed after performing all inspections and necessary supply security.

Finally down the findings and recommendations according to economic indicators obtained for each case.

Taking into account the recommendations of this work and especially new dissertation topics that emerge from this study and could be further developed.

INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años, en todo el mundo el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable han experimentado un crecimiento importante, especialmente en lo que tiene que ver con la producción de electricidad a partir del sol utilizando paneles fotovoltaicos. Ecuador no es la excepción, por lo que el problema radica en normar esta actividad y gestionar al interior de las empresas de distribución e incentivar la inversión de los usuarios industriales y comerciales en tecnologías limpias de producción de electricidad que sirvan para su autoabastecimiento y/o venta a la red eléctrica, propiciando la soberanía energética, la reducción de gases de efecto invernadero y el desarrollo sostenible de la nación, en concordancia con las políticas establecidas en la constitución vigente.

El enfoque del presente trabajo de investigación será deductivo y tomará como referencia los avances en otros países, como España e Italia, y se adaptarán el estado del arte y los casos de éxito, a la realidad nacional.

A su vez la investigación también será bibliográfica, a través de la consulta en revistas científicas que traten el tema y en documentos de internet, estableciendo coincidencia entre los objetivos del estudio y la situación del país.

CAPÍTULO I

ENERGÍA SOLAR PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD.

Resumen

En este capítulo se describen las características de la energía solar fotovoltaica, empezando con una descripción de su naturaleza, los materiales que se utilizan para obtenerla, las condiciones en las que se obtiene mayor aprovechamiento del recurso solar y los costos que involucra llevar a la práctica un proyecto de este tipo.

1.1 Tecnología Solar Fotovoltaica.

La tecnología solar fotovoltaica consiste en convertir la luz del sol (foto) en energía eléctrica (voltaica). El término se emplea principalmente para denominar a los sistemas que hacen esta conversión por medios netamente electrónicos. Los sistemas de energía fotovoltaica están compuestos principalmente por paneles que emplean células solares de silicio.

1.1.1 Radiación solar.

El sol es una estrella que se encuentra en una temperatura media de 5500 °C, en cuyo interior ocurren una serie de reacciones que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. La energía que produce el sol se envía al exterior mediante la llamada radiación solar.

De la energía solar emanada por el Sol, solo una parte llega de manera efectiva a la superficie de la tierra en forma de radiación, ya que constituye una superficie de captación casi insignificante.

“La radiación en el sol es 63.450.720 [W/m²]” [1]. Si se toma en cuenta que el sol envía

rayos solares en todas las direcciones y se tuviera una esfera que llegue hasta la atmósfera terrestre, es decir que aproximadamente tenga un radio de 149,6 millones de kilómetros se podría decir cuál es la radiación en esa superficie. El valor de la radiación solar recibida fuera de la atmósfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es conocida como constante solar (1353 W/m^2), que puede variar durante el año en $\pm 3\%$ por motivos de la elipticidad de la órbita terrestre.

De la energía liberada por el sol, a la tierra llega aproximadamente $1/3$ de toda la energía interceptada por la atmósfera, y de esta el 70% cae en el mar. Aun así, la potencia que llega es unas 10.000 veces mayor que la que proporcionan todas las fuentes energéticas que el hombre emplea.

1.1.2 Tipos de radiación solar.

Las cantidades de radiación solar que recibe una superficie están sujetas a condiciones meteorológicas, como la inclinación de la superficie respecto al plano horizontal y la presencia de una superficie reflectante.

De acuerdo a la incidencia de los rayos en la tierra se tiene tres componentes de la radiación solar:

- 1. Radiación Directa.-** Esta radiación se recibe desde el sol sin obstaculizar su paso por la atmósfera. La radiación directa es la mayor y más importante en las aplicaciones fotovoltaicas.
- 2. Radiación Difusa.-** esta radiación sufre cambios en su dirección principalmente debidos a la reflexión y difusión en la atmósfera. Cuando la radiación directa no puede incidir sobre una superficie debido a un obstáculo, el área cubierta también recibe radiación gracias a la radiación difusa.

- 3. Radiación Albedo.-** Esta radiación es directa y difusa debido a que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas.

1.1.3 Descripción de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos son conjuntos de elementos que tienen la finalidad de captar la energía solar disponible y transformarla en energía eléctrica.

Estos sistemas se pueden clasificar conforme se indica en el siguiente esquema:

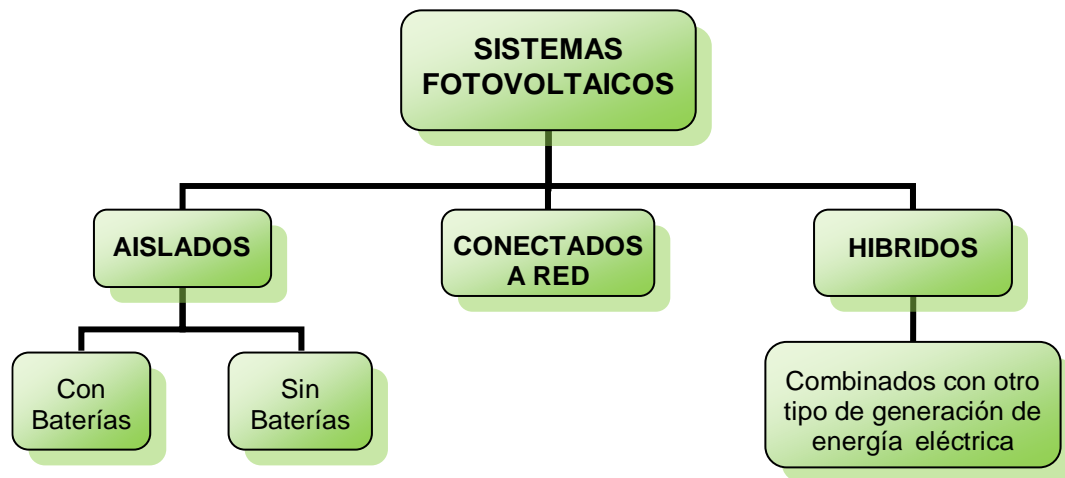


Figura 1. 1 Clasificación de los sistemas fotovoltaicos
Fuente: Carlos D Galarza; Oscar J Sánchez.

1.1.3.1 Sistemas aislados.

Su principal objetivo es satisfacer de manera total o parcial la demanda de lugares donde no existen redes eléctricas convencionales.

- 1. Sistemas aislados con batería.-** Estos sistemas utilizan sistemas de acumulación de carga (baterías), ya que el proceso de carga se da durante las horas de insolación y la demanda debe ser abastecida incluso durante las horas de la noche.

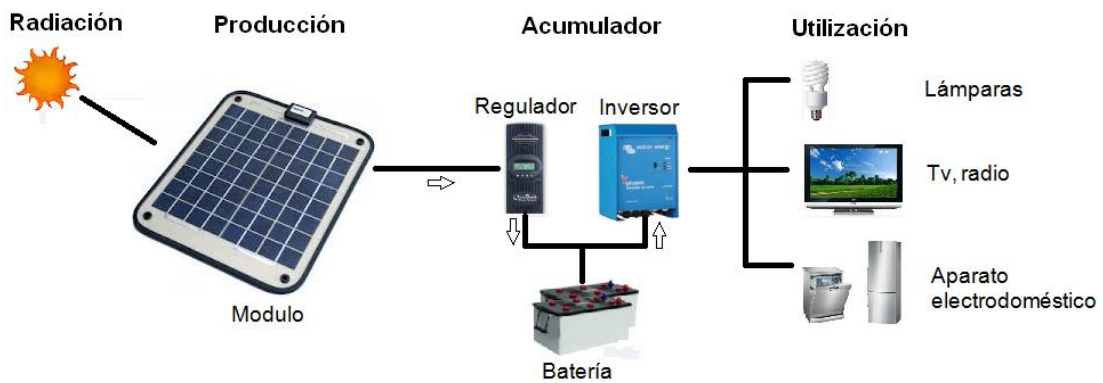


Figura 1. 2 Sistemas aislados con baterías.
Fuente: Carlos D Galarza; Oscar J Sánchez.

Los principales elementos que intervienen en este tipo de sistema son:

- Módulos fotovoltaicos.
- Regulador de carga.
- Sistema de acumulación.
- Inversor.
- Elementos de protección del circuito.

2. Sistemas aislados sin batería.- En el caso de sistemas aislados que trabajan sin batería, estos solo trabajarán durante el tiempo que exista luz solar. El ejemplo más claro es un equipo de bombeo; no es necesario en la noche y solo trabaja durante el día.

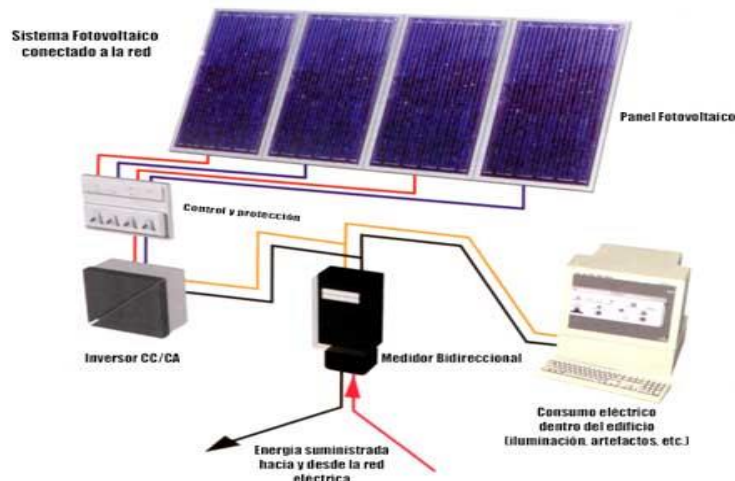


Figura 1.3 Sistemas aislados sin baterías.

Fuente [2]: http://tecnomarista.hostzi.com/3ESO/TEMA6_CENTRALES/solar.html

1.1.3.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Estos sistemas no necesitan elementos de acumulación (baterías) pues toda la energía generada es canalizada a la red eléctrica.

Este tipo de instalaciones cuentan con sistemas de seguimiento del estado de la tensión de la red de distribución, de manera que esto pueda garantizar el correcto funcionamiento de las mismas en lo referente a la forma de entregar la energía, tanto en modo como en tiempo.

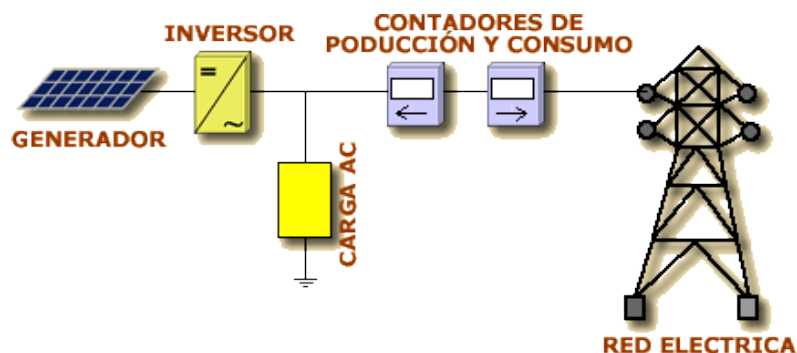


Figura 1.4 Sistemas fotovoltaicos unidos a la red.

Fuente

[3]: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/05_tipos/02_conec_red/01_basico/2_conec_red.htm

Los principales componentes son:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor para la conexión a red.
- Elementos de protección del circuito.
- Contador de energía.

1.1.3.3 Sistemas híbridos

Son aquellos en los que además de la generación fotovoltaica se utiliza otro tipo de generación para dar mayor confiabilidad al sistema, los más utilizados son sistemas de generación eólicos o grupos electrógenos.

Esta combinación se da para aprovechar al máximo el recurso energético disponible en el lugar.

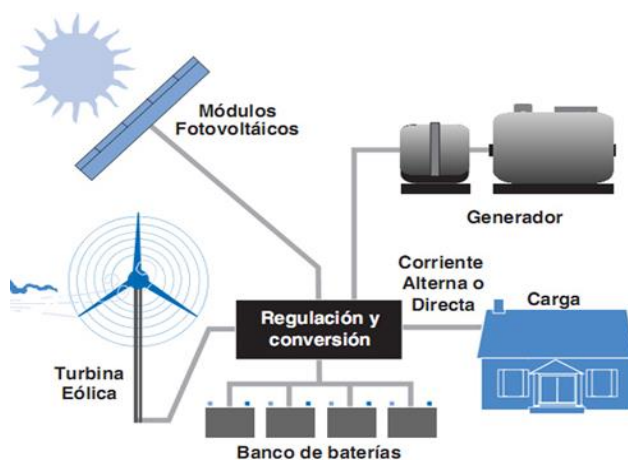


Figura 1. 5 Sistema híbrido.

Fuente [4]: <http://www.energiaeolica.gub.uy/index.php?page=generalidades>

1.2 Aspectos técnicos,

La energía eléctrica generada a través del sol es el resultado de un proceso que empieza con los elementos semiconductores presentes en los paneles solares que captan la energía

lumínica proveniente del sol, en este campo se estudiará cómo es posible llevar a cabo dicha labor y los elementos que intervienen en ella; este trabajo no trata de explicar profundamente los componentes electrónicos presentes en cada dispositivo, se dará una breve explicación sin profundizar demasiado en su estudio.

1.2.1 Efecto fotovoltaico

Este efecto se basa en la conversión fotovoltaica, es decir se basa en convertir la energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica. Entonces este proceso se consigue con ciertos materiales que tienen la propiedad de absorber fotones y emitir electrones. Para llevar a cabo esta conversión se utilizan unos dispositivos denominados células solares, contruidos por materiales semiconductores en los que artificialmente se ha creado un campo eléctrico constante (mediante una unión p-n)

1.2.2 Materiales semiconductores.

El material más usado para la conversión de energía lumínica eléctrica es el silicio debido a que es un elemento abundante en la naturaleza, aproximadamente el 60% de la corteza terrestre está constituido por sílice, que tiene un alto contenido del mismo, además de sus interesantes propiedades electrónicas. El 90% de las células solares que se pueden encontrar en el mercado están hechas de silicio, es por esta razón que se justifica su estudio preferente

También cabe destacar el arseniuro de galio con mejores cualidades que el silicio para la producción de energía eléctrica, pero su debido a su escasez en la naturaleza lo hace muy caro, y solo se lo utiliza en aplicaciones en las que los costos no son relevantes, por citar un ejemplo el caso de las aplicaciones espaciales en las que es habitual el uso de células solares fabricadas con arseniuro de galio por su elevada eficiencia.

La energía que liga a los electrones de valencia con su núcleo es similar a la energía de los fotones (partículas que forman los rayos solares).

Cuando la luz del sol incide sobre un material semiconductor se rompen los enlaces entre el núcleo y los electrones de valencia, que quedan libres para circular por el semiconductor.

Las propiedades químicas de los elementos están relacionadas en gran medida con el número de electrones que tienen los materiales en su última capa, y por la cantidad de electrones que faltan para completarla. Un átomo de silicio tiene 14 electrones; en la última capa (la 3) tiene 4 electrones, y le faltan otros 4 para completarla, estos 4 electrones de su última capa de valencia, están disponibles para asociarse con otros átomos.

Al lugar que deja el electrón al desplazarse se le llama hueco y tiene una carga eléctrica positiva (de igual valor que la del electrón pero de signo contrario).

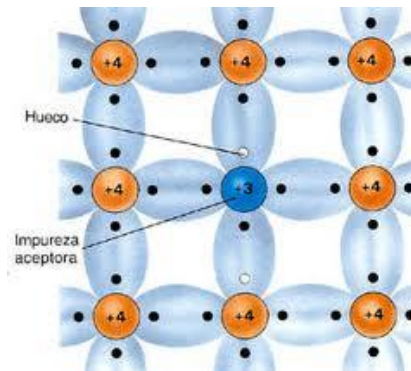


Figura 1. 6 Huecos formados en materiales semiconductores
Fuente [5]: www.natureduca.com/tecno_infor_eledigi02.php

Los electrones libres y los huecos creados por el desplazamiento del electrón tienden a recombinarse perdiendo su actividad. Para que esto no ocurra y poder aprovechar esta libertad de los electrones, se crea en el interior del semiconductor un campo eléctrico.

Para crear un campo eléctrico en este tipo de semiconductor se unen dos regiones de silicio tratadas químicamente (unión p-n).

1.2.3 Unión p-n.

Las células fotovoltaicas son diodos con su mayor superficie expuesta al sol, y al espacio en donde se unen las dos capas se denomina unión.

“Para conseguir un semiconductor de silicio tipo n, se sustituyen algunos átomos de silicio por átomos de fósforo, que tienen 5 electrones de valencia y como se necesitan 4 electrones para formar los enlaces con los átomos contiguos, queda un electrón libre” [1].

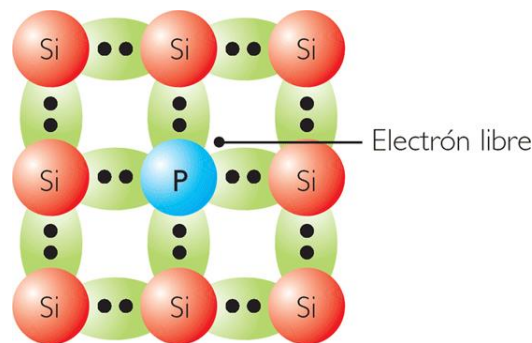


Figura 1. 7 Silicio dopado con átomo de Fósforo

Fuente [6]: <http://blog.educastur.es/sanchezlastraelectronica/semiconductores/>

De forma análoga, si se sustituyen átomos de silicio por átomos de boro que tiene tres electrones de valencia, se consigue un semiconductor tipo p, al igual que el caso anterior, al formar los enlaces falta un electrón, o dicho de otra forma hay un hueco disponible. (Figura 1.6)

Para conseguir una unión p-n se pone en contacto una superficie de semiconductor tipo n con la de un semiconductor tipo p.

Los electrones que quedan libres del material tipo n tienden a ocupar los huecos del material tipo p y viceversa, creándose así un campo eléctrico que se hace cada vez más grande a medida que los electrones y los huecos continúan intercambiándose hacia los lados opuestos.

El proceso continua hasta que ya no se pueden intercambiar más electrones y huecos, consiguiéndose un campo eléctrico permanente sin la ayuda de campos eléctricos externos.

1.2.4 Células fotovoltaicas.

Una célula fotovoltaica es un dispositivo formado por una lámina de material semiconductor cuyo grosor varía entre los 0,25 mm y los 0,35 mm, generalmente de forma cuadrada, con una superficie de aproximadamente 100 cm².

Cada una de las células fotovoltaicas se componen de una delgada capa de material tipo n y otra de mayor espesor de material tipo p. Ambas caras separadas son eléctricamente neutras, y al juntarlas se genera un campo eléctrico en la unión p-n.

Como ya se ha dicho, cuando existe la unión p-n se hace posible que exista un campo eléctrico en dicha célula, con la dirección del lado n al lado p que separa los pares electrón-hueco. El campo dirige los huecos hacia el lado p lo que provoca la extracción de un electrón desde el metal que constituye el contacto, y dirige los electrones hacia el contacto del lado n inyectándolos en el metal.

La superficie de la zona n es la que se ilumina, mientras la luz siga incidiendo habrá corriente eléctrica, y su intensidad será proporcional a la cantidad de luz que reciba la célula.

Habitualmente la cara iluminada se cubre con una capa de material anti reflectante para aumentar el porcentaje de la energía solar absorbida. La coloración habitual de las células es azul oscuro para evitar la reflexión de los fotones en la superficie. Como las obleas de silicio son bastante especulares y de color gris metálico claro es necesario aplicar una capa antirreflexiva o, realizar un ataque químico sobre la superficie que produce una capa compuesta por tetraedros microscópicos.

Con la aplicación de estas técnicas, en ocasiones con ambas, se consigue minimizar las perdidas por reflexión hasta cifras despreciables.

1.2.4.1 Tipos de células fotovoltaicas.

Las células fotovoltaicas que son más utilizadas son las que están formadas por la unión p-n y construidas con silicio monocristalino, aunque existen diversos procedimientos y tipos de materiales para su construcción.

Para construir las capas de las distintas células solares se utilizan diferentes materiales semiconductores y cada uno de ellos tiene sus ventajas y sus inconvenientes. Para este caso se tomará en cuenta principalmente los paneles de silicio, y los más fáciles de encontrar en el mercado.

- 1. Células de silicio monocristalino.-** presentan una estructura completamente ordenada, y su comportamiento uniforme lo hace buen conductor. Son de difícil fabricación debido a que se obtienen de silicio puro fundido y dopado con boro. Su rendimiento oscila entre 15 y 18%.
- 2. Células de silicio policristalino.-** tienen una estructura ordenada por regiones separadas, y los enlaces irregulares de las fronteras cristalinas disminuyen el rendimiento de la célula. Se obtiene de igual forma que la del silicio monocristalino pero con menos fases de cristalización. Su rendimiento oscila entre 12 y 14%.
- 3. Células de silicio amorfo.-** Presenta un alto grado de desorden y contiene un gran número de defectos estructurales y de enlaces. Su proceso de fabricación es más simple que los anteriores y menos costoso. Se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico y son eficientes bajo iluminación artificial. Su rendimiento es menor del 10%.
- 4. Células de película delgada.-** Las células más desarrolladas de este tipo son las de sulfuro de cadmio (CdS) y sulfuro cuproso (Cu₂S), están formadas por la unión de

dos materiales y su proceso de fabricación es sencillo. La tecnología para su obtención esta poco desarrollada. Su rendimiento es del 5% aproximadamente.

- 5. Células de arseniuro de galio (GaAs).**- Estas células tienen buenos rendimientos con pequeños espesores y mantiene sus características a elevadas temperaturas. Tiene un elevado costo de producción y presenta tolerancia a radiaciones ionizantes. Están compuestas por material raro y poco abundante. Su rendimiento es del 27%.

1.2.5 Elementos de regulación de carga (Regulador).

Las prestaciones y el tiempo de vida útil de una batería eléctrica dependen en gran medida, del modo en que se lleven a cabo los procesos de carga y descarga de la misma. Las baterías deben protegerse contra sobrecargas y sobredescargas para prolongar su vida útil, el regulador de carga es el dispositivo encargado de proteger a la batería frente a estas irregularidades.

Durante la noche la tensión de salida de los paneles fotovoltaicos es nula. Al amanecer, atardecer o en días nublados, el nivel de insolación es bajo y los paneles quizá no puedan cargar las baterías. Si la demanda de consumo eléctrico de la instalación provoca un estado de carga en la batería demasiado bajo, de mantenerse esta situación durante tiempo prolongado, resulta perjudicial para la misma. En este caso el regulador cumple la misión de evitar la descarga de la batería.

Cuando la insolación aumenta, la tensión de los paneles supera a la del banco de baterías y el proceso de carga se reanuda. Como la tensión que puede proporcionar el panel es mayor que la tensión que presenta la batería a plena carga, si no se controla el proceso de carga, continuaría produciéndose éste y puede dar lugar a una sobrecarga de la batería.

Si no se evita la sobrecarga de las baterías, se produce gasificación y calentamiento, dando lugar a una disminución de la vida útil y para evitar dicha sobrecarga se utiliza el regulador.



Figura 1. 8 Regulador.

Fuente [7]: <http://www.insemur.com/fotovoltaica.htm>.

Un regulador funciona generalmente para control de la tensión en los terminales de la batería y también existen otros reguladores que utilizan diferentes estrategias de regulación, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador.

Los métodos usados para controlar la tensión en la batería son el regulador serie (cortando el suministro mediante circuito abierto) y el regulador paralelo (disipando la corriente generada por el generador mediante un dispositivo electrónico), y generalmente se usan los reguladores serie por sus ventajas frente a los paralelo, que solo se usan para sistemas de muy baja potencia.

1. **Regulador serie.-** estos reguladores se caracterizan por un elemento interruptor que es conectado en serie entre el modulo fotovoltaico y la batería, y otro entre la batería y el consumo.
2. **Regulador paralelo.-** En este tipo de regulador, el elemento conmutador es conectado en paralelo al módulo de generación. Al detectar que la tensión en la batería supera el valor correspondiente a plena carga (batería completamente cargada), el módulo es corto circuitado por el interruptor y así no puede fluir corriente a la batería, y en esta configuración, es obligatoria la integración de un diodo de bloqueo, ya que

de otra manera la batería quedaría en cortocircuito. Además de este modo se evita que los paneles actúen como cargas nocturnas que consuman la potencia de las baterías.

1.2.6 Almacenamiento energético (Baterías).

Debido a la variabilidad cíclica de la radiación solar, la energía instantánea producida en el generador fotovoltaico es diferente de la requerida por el sistema, para lo cual se necesita algún dispositivo que acumule energía cuando la generada es mayor que la consumida; y que devuelva esa energía cuando la demanda supere a la producción y el elemento que se encarga de esto es el acumulador o batería.

En los sistemas fotovoltaicos se utilizan acumuladores electroquímicos: baterías recargables (salvo en sistemas fotovoltaicos de bombeo, donde la forma de acumular la energía puede ser acumulando agua bombeada a un depósito de agua situado a una cota más elevada).

Para los sistemas fotovoltaicos el almacenamiento de energía está constituido por una batería electroquímica de plomo-ácido. Es el tipo de batería más ampliamente utilizada a pesar de su baja densidad de energía, y constituye aproximadamente el 90% del mercado. Tiene a su favor su bajo costo, la sencillez de fabricación, alta densidad de potencia y un amplio rango de temperatura de operación.

Además de cubrir la necesidad de acumular la energía suministrada por los paneles fotovoltaicos para su posterior utilización, la batería puede cumplir otras dos importantes misiones:

1. Suministrar potencia en los periodos de tiempo en los que la demanda es superior a la que el campo de paneles puede generar en ese instante, por ejemplo, en el arranque de un motor se absorbe una corriente que puede ser del orden de seis veces la corriente nominal del mismo.

2. Mantener el nivel de tensión estable: la tensión de salida del panel varía en función de la intensidad radiante, lo cual no puede ser adecuado para el funcionamiento de los aparatos. El acumulador proporciona una tensión estable y constante independiente de las condiciones de incidencia luminosa.

1.2.6.1 Parámetros característicos de la batería.

Las baterías tienen ciertos parámetros que es importante considerarlos y tenerlos en cuenta, se los nombra a continuación:

1. **Capacidad nominal.-** Este parámetro se refiere a la cantidad que puede obtenerse mediante la descarga total de una batería inicialmente cargada al máximo. Esta capacidad se mide en Amperios-hora (Ah). El régimen de descarga se define como el número de horas que la batería puede dar una determinada corriente hasta descargarse completamente. Por ejemplo, si una batería de 120 Ah tiene un régimen de descarga de 20 horas, dando 6 A, se denota por $I_{20} = 6A$.
2. **Tensión.-** La tensión nominal de las baterías suele ser de 2, 6, 12 o 24 voltios, esta tensión puede variar durante los procesos de operación. La tensión de carga es la tensión necesaria para vencer la resistencia que opone el acumulador a ser cargado. Para citar un ejemplo para cargar una batería de 12V son necesarios 14,5V, es por esta razón que los paneles solares son capaces de suministrar 17V para de esta forma garantizar el proceso de carga de las baterías.

Una batería se puede considerar como la asociación de varios acumuladores, estos pueden estar conectados en serie o en paralelo dependiendo de la tensión de salida y la capacidad de almacenamiento deseadas, por ejemplo, tres baterías de plomo-ácido de 90 Ah y 2,1 V pueden conectarse en serie para obtener una batería de 6,3 V y 90 Ah. Los mismos acumuladores pueden conectarse en paralelo para obtener una batería de 2,1 V y 270 Ah.

3. **Autodescarga.-** Es la pérdida de carga en la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Este parámetro depende del tipo de batería y está relacionado directamente con la temperatura ya que aumenta con ésta. Se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes a una temperatura de 20°C. se la considera como un consumo adicional, en baterías de plomo-ácido puede estar en el orden de 0,5 a 1% diario.
4. **Profundidad de descarga.-** Es el valor en tanto por ciento, de la energía que se ha extraído de un acumulador plenamente cargado en una descarga. Por ejemplo, si se tiene una batería de 100 Ah y la sometemos a una descarga de 20 Ah, esto representa una profundidad de descarga del 20%. Una descarga superficial se la considera de menos del 20%, en cambio una descarga profunda se la considera hasta el 80%.
5. **Rendimiento.-** Es la relación entre la energía suministrada durante la descarga y la que se necesita para cargar completamente la batería. Las pérdidas en las baterías se deben generalmente a la producción de calor en los procesos químicos durante la carga y descarga.
6. **Vida útil.-** Generalmente, la vida útil de una batería de ciclo profundo es entre 3 y 5 años, pero esto depende en buena medida del mantenimiento y de los ciclos de carga/descarga a los que fue sometida. Así si se la somete a muchos ciclos de carga y descarga durante el día tal vez su vida útil sea de unos pocos meses.
7. **Densidad del electrolito.-** en las baterías el electrolito interviene de manera activa en el proceso electroquímico, la proporción del ácido varía según el estado de carga de la batería; cuando la batería esta descargada la concentración de ácido disminuye y viceversa, entonces esto es un indicador del estado de carga de la batería.
8. **Resistencia interna.-** Es la resistencia propia de los elementos por los que está constituida la resistencia, esta resistencia bordea las décimas de ohmio y depende del envejecimiento de la batería, de las bajas temperaturas y de la descarga de la misma.

1.2.7 Inversores.

Los inversores son los elementos encargados de transformar la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna, y adaptarla a las condiciones según el tipo de cargas; lo ideal sería aprovechar la corriente continua directamente pero en el mercado la gran mayoría de artefactos eléctricos funcionan con corriente alterna, además son más baratos y fáciles de conseguir.

Los inversores en sistemas autónomos suelen conectarse a la batería a través del regulador, según la forma de onda de salida del inversor tenemos tres tipos:

- Convertidores de onda cuadrada.
- Convertidores de onda senoidal modificada.
- Convertidores de onda senoidal o sinusoidal.

Los inversores de control sinusoidal suelen tener variaciones en la tensión de salida del orden del 5%, mientras que los de onda cuadrada del 10%.

Los convertidores sinusoidales son útiles para todos los consumos, pero a la vez innecesarios y caros, en el caso de iluminación, computadores, equipos de sonido, tv, basta con utilizar un inversor de onda cuadrada que puede satisfacer las necesidades de los equipos nombrados anteriormente además de ser más baratos.

En el mercado se pueden encontrar inversores monofásicos y trifásicos, con una frecuencia de salida de 60 Hz.

Principalmente los inversores se encuentran constituidos por interruptores, dependiendo de su aplicación, los elementos más utilizados son los transistores de potencia usualmente IGBT, o pueden ser MOSFET y en el caso de potencias elevadas se utilizan TIRISTORES. Algunos inversores incluyen transformadores en su estructura interna para eliminar cualquier componente continua que se pueda filtrar a la red, esto se lo hace con el objetivo de mejorar

la seguridad personal, evitar las perturbaciones en la red de distribución en baja tensión y los efectos de la saturación en los transformadores de distribución y finalmente prevenir la saturación de las cargas inductivas.

1.2.7.1 Características de los inversores.

Las características de los inversores son:

1. Rango de la tensión de entrada aceptable para la operación nominal del inversor.
2. Tensión nominal de salida.
3. Potencia de salida máxima y nominal; es el valor máximo y nominal de la potencia alterna de salida que puede ser suministrada por el inversor.
4. El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidos por el sistema.
5. El inversor puede entregar la potencia nominal de forma continua, dentro de la temperatura ambiente establecida por el fabricante.
6. La tensión de salida debe ser muy estable, independientemente de la carga y de la tensión de entrada.
7. El rendimiento del inversor es la relación entre la potencia de salida y de entrada. Y depende de la potencia, temperatura de operación y la tensión de corriente continua.

1.2.7.2 Inversores para conexión a la red.

El inversor es un equipo fundamental en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, debido a que permiten la conversión de la energía de corriente continua generada por los paneles en corriente alterna con características óptimas para el ingreso a la red eléctrica, entre las principales se puede citar:

1. Suministrar una onda de tensión y corriente de salida lo más perfecta a la red y en el caso de Ecuador una frecuencia de 60 Hz, y no introducir armónicos o interferencias a la red.

2. El inversor debe estar sincronizado con la red e incorporar la posibilidad de desconexión automática si existiera un fallo de red.
3. Debe incorporar las adecuadas protecciones para conectarse a la red, y esto se debe hacer mediante un cuadro de baja tensión.
4. Se debe encontrar el punto de máxima potencia, se trata de dar la máxima potencia posible a partir de la recibida por el generador fotovoltaico.
5. Tener el mayor rendimiento posible, y con esto las menores pérdidas en la conversión de energía.

El inversor a utilizarse depende de la aplicación que se le pueda dar, muchas veces se combina más de un inversor de iguales características para alcanzar la potencia requerida, y se puede dividir en dos tipos de inversores para la conexión a la red:

1. **Inversores de baja potencia.-** generalmente su potencia es menor a 5 kW y se pueden conectar a la red de baja tensión, normalmente son instalados en viviendas y edificios. Su conexión suele ser monofásica (110 V)
2. **Inversores de media y baja potencia.-** generalmente su potencia llega hasta 1000 kW. Se utiliza para conexión de centrales solares y se pueden conectar a través de un centro de transformación, que aumenta la salida del inversor en baja tensión y trifásica de 400 V a tensiones de 13.8 kV y 22.8 kV.

1.2.8 Sistema fotovoltaico conectado a la red

Los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red son las instalaciones que producen energía eléctrica con el objeto de ser consumidas por el productor, o solo para ser vertidas a la red eléctrica existente y obtener un beneficio económico.

A nivel mundial una gran cantidad de generadores fotovoltaicos están conectados a la red de distribución eléctrica para verter su producción energética a estas redes. La conexión a la red evita que sean necesarias las baterías dentro del sistema fotovoltaico, lo cual es la aplicación más directa y eficiente de la tecnología. Todos los sistemas fotovoltaicos conectados a nivel mundial indican que la conexión a la red es técnicamente factible y muy viable, sobre todo en los países en donde se incentiva este tipo de energías alternativas y en los que la mayoría de recursos para generación eléctrica ya han sido explotados.

En los países desarrollados es cada vez más el interés de instalar sistemas fotovoltaicos y conectarlos a la red, los motivos son varios, algunos lo hacen para obtener buenas remuneraciones con la venta de energía solar, otros para ahorrar electricidad en los picos de demanda o para dar estabilidad al consumo si el suministro que reciben es inestable, y muchos otros justifican la inversión por contribuir al desarrollo de esta tecnología limpia.

La energía eléctrica generada debe ser adaptada en sus valores de tensión, frecuencia y forma de onda, antes de ser inyectada a la red eléctrica. Esta adaptación la realiza el inversor, equipo que además incorpora las protecciones de seguridad adecuadas de acuerdo a las exigencias técnicas y normativa de la red eléctrica.

La energía inyectada queda reflejada en un contador, el cual definirá los ingresos a recibir por la electricidad generada. Existen dos formas de conectarse a la red: la facturación neta y la tarifa fotovoltaica.

- 1. Facturación neta.-** La energía eléctrica producida se usa primero para consumo propio y los excedentes, si los hay, se inyectan a la red. El sistema fotovoltaico se conecta cerca del medidor, pero en el lado del consumidor, reduciendo la necesidad de comprar electricidad; por lo tanto, disminuye la factura de la compañía eléctrica, que suministra sólo la energía que no aportan los paneles. Cuando se produce un excedente, esa producción eléctrica se vierte en la red y puede recibir la tarifa fotovoltaica correspondiente, si lo contempla la regulación.

2. Tarifa fotovoltaica.- En los países donde la legislación obliga a las compañías eléctricas a aceptar la generación que conecta a sus redes y existe una tarifa para recompensar el kW. de origen fotovoltaico, el sistema solar se suele conectar directamente a la red eléctrica, de modo que se inyecta el 100% de la energía producida.

En la práctica, las dos formas logran que la electricidad generada se consuma en el lugar que se produce, ya sea en el propio edificio que aloja los paneles o por los consumidores cercanos a una instalación sobre suelo o sobre un elemento constructivo; sin embargo, financiera y administrativamente son dos casos muy distintos. En el caso de la tarifa fotovoltaica, mucho más eficaz para promover la fuente renovable, se tiene que emitir una factura y se tiene que llevar una contabilidad (en España, además, hay que hacer todos los trámites de una actividad económica, con la independencia del tamaño de la instalación), en el caso de la facturación neta, en cambio, se obtiene un ahorro de consumo que no conlleva ninguna carga burocrática.

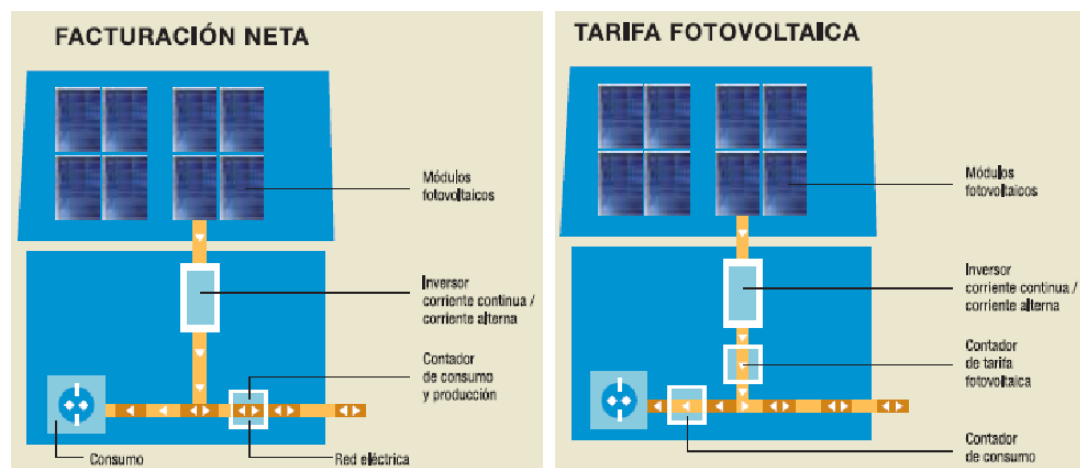


Figura 1.9 Formas de conectarse a la red.

Fuente [8]: <http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/7170/1/MEMORIA%20TECNICA.pdf>

1.2.9 Generación distribuida.

En este tema se dará una explicación breve de lo que tiene que ver con la generación distribuida, pues es parte de este proyecto mas no se realizará un análisis detallado de la misma, por tal motivo lo expuesto puede ser ampliado en futuros trabajos.

1.2.9.1 Definición de generación distribuida.

La generación distribuida es el conjunto de sistemas de generación eléctrica que se encuentran conectados dentro de las redes de distribución y se caracterizan por su pequeña potencia y por su ubicación cercana a los puntos de consumo.

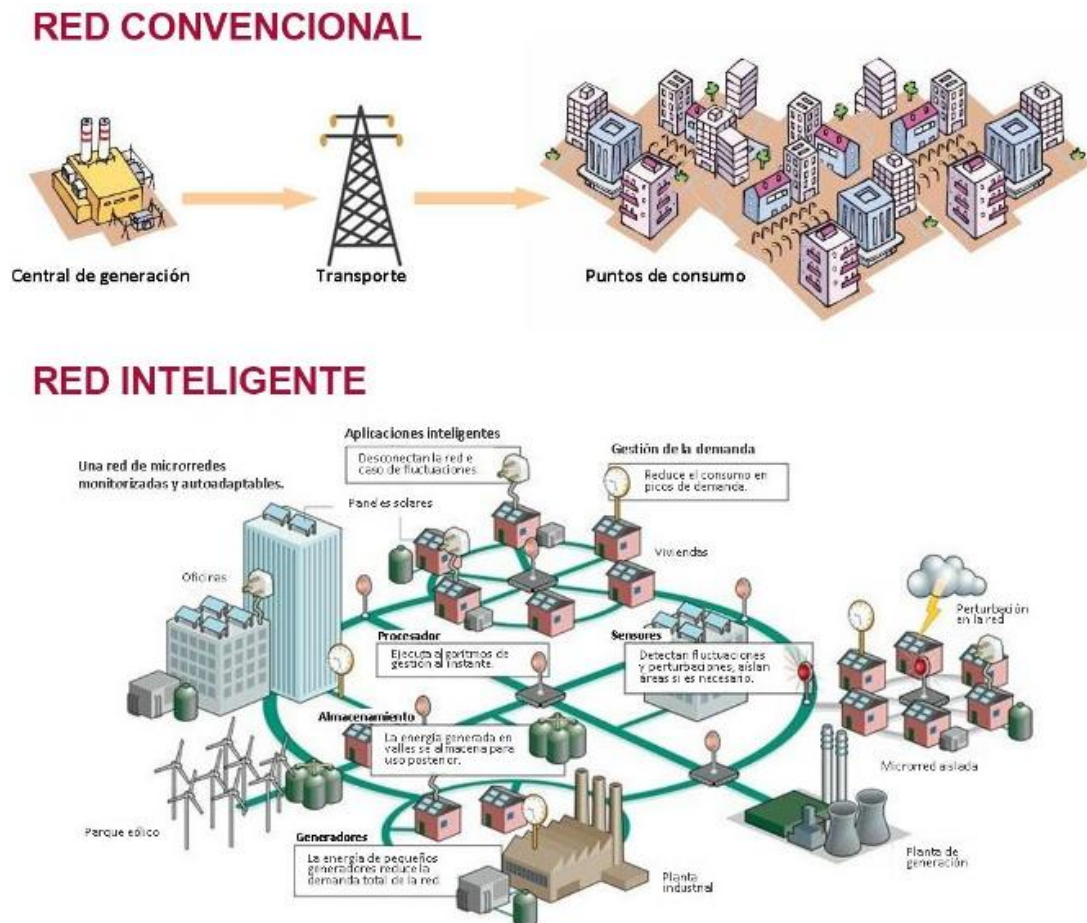


Figura 1. 10 Generación convencional y generación distribuida

Fuente [9]: http://www.detea.es/static/galerias/imagenes/Atrevete_saber/distribucion_electrica.jpg

La generación distribuida, es una manera de producir energía eléctrica, minimiza las pérdidas debidas al transporte, incrementa la eficiencia, aumenta la confiabilidad del sistema, optimiza el uso de los recursos, disminuye la contaminación ambiental y reduce el tamaño de las plantas generadoras.

Todo esto, hace posible que se pueda llevar energía eléctrica de bajo costo a los habitantes de regiones remotas que no forman parte del sistema eléctrico interconectado.

Las principales características de la generación distribuida son:

- Está conectada a la red de distribución.
- Es frecuente que una parte de dicha generación sea consumida por la misma instalación y el resto se exporte a la red de distribución propia del sector (cogeneración).
- No existe una planificación centralizada de dicha generación, pero se hace necesaria; no suele despacharse centralizadamente.
- La potencia de los grupos suele ser menor a 50 MW.

1.2.9.2 Ventajas de la generación distribuida.

1. La tecnología de la GD (generación distribuida) es modular y puede ser producida en masa por la industria, esto significa que sus costos bajarán con la producción masiva, además, una estandarización de los componentes, de la interconexión y de los permisos de instalación facilitará su producción e implementación. La producción en masa hará las unidades de la GD disponibles para comprarlas e instalarlas en un tiempo muy corto.

Aparte de los grandes parques eólicos los proyectos de energía renovable son de pequeña escala, en los que el usuario puede ser desde una empresa generadora hasta una casa residencial. Así, la GD es un modelo donde la energía renovable tiene todas las oportunidades de surgir. El uso de la GD puede difundir más la energía renovable y comunicar sus beneficios ampliamente.

2. Una generación dispersa y basada en las fuentes energéticas locales, diversifica los recursos y aumenta la autosuficiencia de una región. Generadores pequeños interconectados, formando una micro red, pueden ofrecer un servicio fiable ya que la probabilidad de un fallo de todos es muy baja. Cuando uno falla es muy fácil para los otros compartir la carga. Generalmente, la GD hará el sistema eléctrico menos vulnerable a desastres naturales o provocados. A esto se puede añadir la conveniencia de la GD para proyectos de cogeneración. Una gran parte de la energía primaria se consume para producir calor ya sea en las residencias o en la industria. Debido a que la generación distribuida está en el sitio del consumo, facilita la explotación del calor que en otros casos se rechazaría. Casi toda la tecnología de la GD permite los proyectos de cogeneración. Hay tecnologías de turbinas de gas y células de combustible que son adecuadas para proyectos de ciclo combinado. Así, en los proyectos de la GD hay un aumento de la eficiencia.
3. La decisión de uso de la GD por una empresa eléctrica, le ayuda a afrontar los problemas del aumento de la demanda en regiones urbanas o rurales, donde la distribución es restringida. Así, el uso de la GD por parte de la empresa permite, evitando costos extensos y obras largas, suministrar la demanda. Si se usa la GD como reserva, puede aliviar la carga de la red en horas pico. El uso, finalmente, de la GD por empresas eléctricas o consumidores disminuye drásticamente las pérdidas de energía en el transporte y la distribución.

4. El uso de las energías renovables, donde sea posible, el aumento de la eficiencia, la disminución de las pérdidas del transporte, la posibilidad del uso de combustibles renovables o menos contaminantes tal como el gas natural, convierten la GD en un importante contribuidor de la disminución de los impactos ambientales.

En general, se puede decir que los proyectos de GD se enfocan a un mayor desarrollo sostenible. Comparado con la producción de energía eléctrica en estaciones centrales, la generación por electricidad distribuida produce menos contaminación y es más confiable y eficiente energéticamente. Por ejemplo, la generación distribuida elimina las pérdidas de electricidad en cerca de un 8%, que ocurren cuando la electricidad se desplaza desde la estación central a través de las líneas de transmisión hasta el lugar de consumo.

1.3 Costos Asociados.

En esta sección se investigará los precios actuales de los dispositivos involucrados en una instalación solar fotovoltaica.

1.3.1 Factores que intervienen en el costo.

Los costos que intervienen en un proyecto de generación incluyen los de inversión y los de operación. Estos costos dependen de algunas variables como las siguientes:

- El tamaño del sistema.
- La complejidad del sistema.
- La distancia de la instalación fotovoltaica respecto de las líneas de distribución de la energía.
- La accesibilidad por tierra.

En el momento de realizar un proyecto de generación, de cualquier tipo se debe tener en cuenta tres aspectos que son primordiales:

1. **La inversión inicial.-** comprende costos como lo son el diseño, compra, transporte e instalación de los equipos.
2. **Los costos de operativos.-** son los costos para operar los equipos diariamente y para mantenerlos en condiciones óptimas de funcionamiento. Incluyen factores como los siguientes:
 - Generación de la energía.
 - Transporte de la energía.
 - Limpieza y afinación de los equipos.
 - Mantenimientos preventivos y correctivos.
3. **Costos de reemplazo.-** son costos que se los realiza cuando es necesario cambiar un elemento cuya vida útil es menor que el resto de la instalación o que ha sufrido un desperfecto en su normal funcionamiento.

1.3.2 Costos de paneles solares en el mercado ecuatoriano.

Los costos que se presentan en la siguiente tabla son costos correspondientes al mercado ecuatoriano, se han considerado tres costos diferentes, uno de baja, media y alta potencia disponibles en paneles policristalinos:

Descripción		Tensión máxima	Potencia nominal	Dimensiones (mm)	PVP
Panel SIMAX	monocristalino	24 V	190 Wp	1580x808x50	450
Panel SIMAX	policristalino	30 V	230 Wp	1640x992x50	460

Panel	monocrystalino	30 V	230 Wp	1640x992x50	550
SIMAX					

Tabla 1. 1 Costos de paneles solares.
Fuente [10]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J.

1.3.3 Costos de baterías en el mercado ecuatoriano.

Las baterías consideradas son las más utilizadas en el mercado ecuatoriano, al igual que en el caso anterior fueron tomadas en cuenta tres diferentes tipos de baterías considerando la corriente que puede abastecer en una hora:

Descripción		Tensión	Corriente	Peso	Dimensiones	PVP
		máxima	nominal	(Kg)		
Batería	monoblock	12 V	50 Ah	0,61	97x43x52	12,13
herméticas	HEYCAR					
HC12-1,3						
Batería	monoblock	12 V	40 Ah	13,7	197x165x170	147,96
herméticas	HEYCAR					
HC12-40						
Batería	monoblock	12 V	200 Ah	61	522x238x218	621,78
herméticas	HEYCAR					
HC12-1,5						

Tabla 1. 2 Costos de baterías para instalaciones fotovoltaicas.
Fuente [11]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

En los sistemas solares fotovoltaicos además de constar como una inversión inicial las baterías se las considera como costo de reemplazo. Según la norma ANES 2006 la vida útil

de una batería está entre 4 y 8 años, esto depende del tipo de batería, de su marca y además del mantenimiento que estas tengan.

1.3.4 Costos de reguladores en el mercado ecuatoriano.

Los reguladores que se exponen a continuación son de tres características diferentes, para las instalaciones de pequeña, mediana y gran potencia; cómo se las puede encontrar en el medio ecuatoriano y con las siguientes características:

Descripción	Tensión máxima	Corriente nominal	Dimensiones	PVP
Regulador algorítmico STECA PRS 0606N	12/24 V	6 A	146x94x28	123,03
Regulador algorítmico STECA SOLARIX TAROM 245	12/24 V	45 A	188x128x49	395,68
Regulador algorítmico STECA SOLARIX POWER TAROM 2140	12/24 V	140 A	330x360x190	2497,08

Tabla 1. 3 Costos de reguladores para instalaciones fotovoltaicas.
Fuente [11]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

1.3.5 Costos de inversores en el mercado ecuatoriano.

Los inversores que se detallan a continuación son los que se puede encontrar en el mercado ecuatoriano, en este grupo de elementos tenemos los inversores para conexión a red, que son elementos que nos garantizan una conexión a la red eléctrica de confianza y con control de

frecuencia.

Descripción	Potencia Continua	PVP
Inversor solar Sunzet 10T-10 kW	10 kW	10080,36
Inversor solar Sunzet 25T-25 kW	25 kW	24945,38
Inversor solar Sunzet 50T-50 kW	50 kW	38235,29
Inversor solar Sunzet 75T-75 kW	75 kW	45063,03
Inversor solar Sunzet 100T-100 kW	100 kW	46428,27

Tabla 1. 4 Costos de inversores a red para instalaciones fotovoltaicas.
Fuente [12]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

1.3.6 Costos de operación y mantenimiento.

En lo que se refiere a operación y mantenimiento, los costos en energía solar son casi nulos, se recomienda realizar mantenimientos tres veces por año y de esta manera evitar inconvenientes que puedan acarrear problemas mayores con la operación del sistema.

Los costos de operación y mantenimiento para este tipo de trabajos se pueden considerar como el 2% de la inversión total realizada [13].

1.3.7 Costos de transporte e instalación.

Este costo no es un rubro fijo, depende de la distancia y la facilidad de acceso al lugar donde se va a realizar el montaje del proyecto, este rubro se lo puede negociar con la empresa que distribuye los materiales y se lo puede incluir en el precio del equipo.

1.3.8 Costos de conexión a la red.

El costo de conexión a la red depende del costo de la estación de transformación, de la potencia de esta y de la distancia hasta el sistema de generación fotovoltaica.

El propósito de este estudio no es determinar el costo de una instalación de ese tipo, es por eso que no se presentan costos referenciales para estos puntos.

CAPÍTULO II.

ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.

Resumen

El sector eléctrico ecuatoriano ha tenido una gran evolución desde que se instaló la primera generadora en la ciudad de Loja en 1897, en este capítulo se realizará un breve resumen de este desarrollo, además se analizará los tipos de consumidores y las tarifas a las que están sujetos cada uno de ellos.

Cabe destacar que desde que empezó el sector eléctrico en nuestro país este ha tenido varias etapas, empezando como sistemas de generación aislados hasta llegar a ser un sistema interconectado regido por instituciones de control estatal.

2.1 Mercado Mayorista Regulado de Electricidad.

El punto de encuentro para la realización de las transacciones de electricidad a gran escala es el Mercado Eléctrico Mayorista, en base a lo establecido en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE). El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren; ya sean contratos entre generadores, entre generadores y distribuidores, e inclusive la importación y exportación de energía.

A continuación se describe brevemente la evolución que ha mostrado el Sector Eléctrico Ecuatoriano.

2.1.1 Historia del Sector Eléctrico en Ecuador.

La generación eléctrica en Ecuador empieza en el año 1897 con la formación de la empresa “Luz y Fuerza” en la ciudad de Loja, la misma que empezó a funcionar con dos turbinas de 12kW cada una instaladas al pie del río Malacatos.

En Quito se dispuso de energía eléctrica para alumbrado público desde 1911, en Cuenca en el año 1914 con una generadora de 37,5 kW que luego se incrementó en 1922 a 102 kW. En 1926 se contrató a la empresa Foreign Power Co. para el suministro de energía para la ciudad de Guayaquil por 60 años.

Alrededor del año 1940 se adjudicó la administración de las empresas eléctricas a los municipios, y para ese entonces se tenía una potencia instalada de 120 MW.

Para el año 1961 mediante Decreto Ley de emergencia No. 24 del 23 de mayo se creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), este organismo tenía la responsabilidad de integrar el sistema eléctrico nacional y de elaborar un plan que satisfaga las necesidades de energía eléctrica en el territorio ecuatoriano.

Además el INECEL tenía bajo su responsabilidad la planificación, construcción, operación, regulación, aprobación de tarifas eléctricas, y además era el accionista mayoritario en las empresas que realizaban la distribución de energía eléctrica.

El INECEL fue un monopolio del mercado eléctrico, y su estructura estaba constituida de la siguiente manera:



Figura 2. 1 Estructura del INECEL
Fuente: Carlos D Galarza, Óscar Sánchez J.

El INECEL operó en el Ecuador entre los años 1961 y 1999, dejando un balance positivo en lo que se refiere al desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano y al aprovechamiento de recursos renovables y no renovables que contribuyeron al desarrollo del país.

La liquidación del INECEL se produjo debido que el estado no disponía de recursos suficientes para invertir en nuevos proyectos, sean estos de generación, transmisión o distribución; lo que se decidió hacer fue crear un modelo de competencia en el cual el sector privado se encargue de realizar nuevos proyectos.

Con la promulgación de la ley de régimen del sector eléctrico, las empresas de generación y transmisión que eran propiedad del estado a través del INECEL pasaron a formar sociedades anónimas y fueron transferidas a favor del Fondo de Solidaridad, se crearon seis empresas de generación y una empresa de distribución:

Empresa eléctrica de transmisión:

- Transelectric S.A.

Empresas eléctricas de generación:

- Hidropaute S.A.
- Hidroagoyán S.A.
- Hidropucará S.A.
- Termo Esmeraldas S.A.
- Termopichicha S.A.
- Electroguayas S.A.

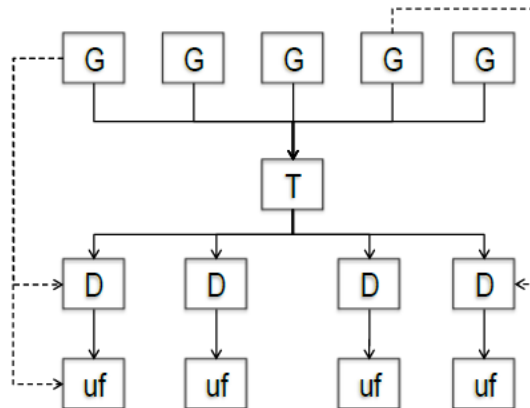
2.1.2 Ley de Régimen del Sector eléctrico

La ley de régimen del sector eléctrico fue establecida el 10 de octubre de 1996, la cual sustituye a la Ley Básica de Electrificación, y se reformo en el año 2006. Las características

de esta ley fueron modificadas con la promulgación del mandato constituyente No. 15.

“Esta ley fue creada con el objetivo de proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad para garantizar el desarrollo económico y social del país, dentro de un marco de competitividad en el mercado de producción de electricidad, orientado a precautelar los derechos de los usuarios partiendo de un serio compromiso de preservación del ambiente” [14].

En la ley creada en 1996 se estableció la segmentación de las actividades de generación, transmisión y distribución, además se prohibió la integración vertical, en la que una sola empresa no podía ser propietaria de un segmento de estos. Se implementó un modelo de transmisión centralizada con competencia en la generación, como se indica a continuación:



G: Generación, **T:** Transmisión, **D:** Distribución, **uf:** usuario final.

Figura 2. 2 Modelo estructural con base a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico de 1996.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Las actividades correspondientes al sector eléctrico ecuatoriano como se muestra en la figura 2.2 (generación, transmisión y distribución) podían ser realizadas por empresas autorizadas, y establecidas legalmente en el país, de conformidad con esta ley y la de compañías.

Las empresas de generación podían pertenecer al estado o a la empresa privada, el estado a través del fondo de solidaridad tomo propiedad de las empresas de generación más grandes como: Hidropaute S.A., Hidroagoyan S.A., Electroguayas S.A., Termoesmeraldas S.A, como las más significativas, estas empresas se constituyeron en sociedades anónimas, las cuales podían estar en libre competencia con las empresas privadas.

La transmisión de la energía eléctrica representa una economía de escala muy alta, por tal motivo la mejor manera de transmitir electricidad de un lugar a otro es tener una única red de transmisión dentro de un sistema eléctrico de potencia. Puede solo existir competencia al momento de construir la línea, pero una vez en funcionamiento esta se constituye en un monopolio natural. En el caso ecuatoriano se manejaba como un monopolio a través de la Empresa TRANSELECTRIC S.A, con el Fondo de Solidaridad como accionista único.

Las empresas de distribución al igual que en el caso de las generadoras se manejaron como sociedades anónimas y eran un total de diecinueve, el fondo de solidaridad fue accionista mayoritario en casi la totalidad de estas empresas, y como otros accionistas estaban algunos municipios, varios consejos provinciales e incluso la empresa privada.

Los consumidores finales dependen directamente de las empresas distribuidoras de acuerdo al área de concesión de cada empresa.

De acuerdo a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, las actividades propias de este sector se dividieron en segmentos, que fueron nombrados anteriormente (generación, transmisión, distribución, además de los usuarios finales y grandes consumidores), pero aparte de estos segmentos se creó entidades reguladoras, tanto en el aspecto financiero como en el aspecto técnico, y las entidades creadas para estos fines fueron:

- El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).
- El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

2.1.2.1 Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

Debido a la naturaleza del sector eléctrico en el Ecuador, el cual tiene un modelo estructural y con ciertas características como las que se describen a continuación hacen necesario un ente regulador:

- El mercado eléctrico es una actividad sobre la cual se desarrolla de manera importante la vida social en cualquier país.
- De acuerdo a lo explicado anteriormente en todos los segmentos de sector eléctrico no existe una verdadera y real competencia (sobre todo en la distribución y transmisión).
- Las leyes del mercado se cumplen débilmente en este sector (demanda poco elástica, no existen bienes sustitutos).
- La experiencia mundial registra tendencia al monopolio y al oligopolio

Por lo antes mencionado, se hizo necesario principios y reglas para guiar y delimitar la relación entre la industria y el Estado, por tal motivo se hace imperativa la creación de un ente regulador entre el estado y las empresas que ofrecen servicios eléctricos, esta institución es el Consejo nacional de Electricidad (CONELEC)

El CONELEC fue creado por la LRSE como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa; la mayoría de sus miembros son nombrados directa o indirectamente por el presidente de la república; el CONELEC se constituye en el ente regulador, normativo y controlador del estado, a través de este el estado puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a empresas concesionarias. Además de esto el CONELEC es el encargado de elaborar el plan de electrificación, esta institución no tiene participación en el mercado eléctrico y debe estar sujeta a los principios de descentralización, desconcentración, eficiencia y desregulación administrativa.

La LRSE de 1996 estableció para el CONELEC algunas funciones entre las cuales se destacan las siguientes:

- Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales.
- Elaborar el plan referencial de electrificación, basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.
- Aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución.
- Dictar regulaciones a las cuales deberán ajustarse los generadores, transmisor, distribuidores, el CENACE y clientes del sector eléctrico.
- Dictar las regulaciones que impidan las prácticas que atenten contra la libre competencia en el sector eléctrico, y signifiquen concentración de mercado en desmedro de los intereses de los consumidores y de la colectividad.
- Elaborar las bases para el otorgamiento de concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad mediante los procedimientos establecidos en la Ley.
- Convocar a participar en procedimientos de selección para el otorgamiento de concesiones y adjudicar los contratos correspondientes.
- Precautelar la seguridad e intereses nacionales y asumir, a través de terceros, las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cuando los obligados a ejecutar tales actividades y servicios rehúsen hacerlo, hubieren suspendido el servicio de forma no justificada o lo presten en condiciones que contravengan las normas de calidad establecidas por el CONELEC. Esta delegación es solamente temporal hasta que se realice un nuevo proceso de concesión. [15]

2.1.2.2 Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Esta institución es una corporación civil privada de carácter técnico, que tiene como miembros a todas las empresas de generación, transmisión, distribución y grandes consumidores. Tiene como función principal velar por el óptimo funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la coordinación técnica y económica del Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador.

La energía eléctrica debe tener un balance muy preciso en la generación y la demanda debido a que esta varía de forma aleatoria en cada instante, y también porque no es viable técnicamente almacenar grandes cantidades de energía eléctrica. Además desde la generación hasta los usuarios finales, deben cada uno de estos tener una operación muy independiente unos de otros, es decir que si llega a fallar uno de estos no comprometa la confiabilidad del sistema.

Es por todo esto que se creó el Centro Nacional de Control de Energía, y este a su vez tener un mecanismo coordinado para seleccionar los recursos de generación que tiene el Ecuador así como también las interconexiones internacionales, cada uno de estos que pueda entrar en servicio en cualquier momento según sea el debido caso, para satisfacer la demanda con el fin de obtener una operación al mínimo costo posible.

El CENACE tiene dos aspectos de coordinación: técnica y económica

1.- La coordinación técnica, garantiza el funcionamiento del sistema eléctrico en varios parámetros como son seguridad, calidad y compatibilidad en lo que tiene que ver con producción y consumo, además de estos parámetros se debe administrar las reservas de generación y las interconexiones internacionales. La coordinación técnica se realiza controlando variables que inciden en la estabilidad de un SEP.

2.- La coordinación económica, ayuda en la operación del sistema minimizando el costo de producción, al hacer un uso económico de los recursos disponibles, el organismo a cargo de esta coordinación también se encuentra a cargo de la administración del esquema

transaccional y es la empresa encargada de calcular el precio del mercado y su cierre financiero instantáneo.

Las funciones que se le designaron al CENACE en la Ley de Régimen del sector eléctrico en 1996 aún siguen en vigencia en los actuales momentos con la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, y dentro de la cuales se destacan las principales:

- La coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de operación normal y de contingencia, ateniéndose a los criterios y normas de seguridad y calidad que determine el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC [16].
- Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación y controlar que la operación de las instalaciones de generación la efectúe cada titular de la explotación, sujetándose estrictamente a su programación [16].
- Mantener informado el CONELEC sobre el cumplimiento de las disposiciones normativas [16].
- Asegurar la transparencia y equidad de las decisiones que adopte [16].
- Coordinar los mantenimientos de las instalaciones de generación y transmisión, así como las situaciones de racionamiento en el abastecimiento que se puedan producir [16].
- Preparar los programas de operación para los siguientes doce meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensualmente de cada central [16].

2.1.3 Mandato Constituyente No.15

La Asamblea Constituyente, por mandato popular de 15 de abril de 2007, a través del mandato constituyente No. 1 asume y ejerce sus plenos poderes. Esta asamblea constituyente cumpliendo con sus deberes y facultades aprobó y expidió el Mandato constituyente No. 15.

Con esta nueva ley se estableció una tarifa única de facturación que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución a los usuarios finales, y si el costo de facturación de las empresas era inferior a la tarifa única, estas mantendrían ese valor. Los costos para la determinación de las tarifas comprenderán el precio referencial de generación, costos del sistema de transmisión y costos del sistema de distribución. Y los recursos que hagan falta para cubrir las inversiones de generación, transmisión y distribución los asumirá el estado y serán considerados como aportes de capital al fondo de solidaridad.

Todo esto se explica en los siguientes artículos que constan en el mandato, para lo cual se cita lo más importante:

Artículo 1.- El Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC-, en un plazo máximo de treinta (30) días, aprobará los nuevos pliegos tarifarios para establecer la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica, para lo cual queda facultado, sin limitación alguna, a establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra venta de energía vigentes.

Estos parámetros eliminarán el concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación; y, no se considerarán los componentes de inversión para la expansión en los costos de distribución y transmisión.

Artículo 2.- El Ministerio de Finanzas, cubrirá mensualmente las diferencias entre los costos de generación, distribución, transmisión y la tarifa única fijada para el consumidor final determinada por el CONELEC; para tal efecto, el Ministerio de Finanzas deberá realizar todos los ajustes presupuestarios pertinentes que permitan cumplir con este Mandato [17].

Artículo 3.- A partir de la expedición del presente Mandato se deja sin efecto el cobro del diez por ciento (10%) adicional para la categoría comercial e industrial por consumo eléctrico establecido en el artículo 62 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

El Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal -FERUM-, se financiará con recursos del Presupuesto General del Estado, por lo que a partir de la expedición del presente Mandato, el Ministerio de Finanzas entregará al Fondo de Solidaridad, los recursos necesarios, de conformidad con los planes de inversión aprobados de conformidad con el procedimiento previsto en el Mandato No. 9. En los planes de inversión se incluirá el alumbrado público [17].

Artículo 4.- Las empresas eléctricas de distribución y la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil -CATEG-, tendrán jurisdicción coactiva para el cobro de acreencias relacionadas con la prestación del servicio de energía eléctrica, sin que sea necesaria, la prejudicialidad penal para su aplicación [17].

Artículo 5.- El Ministerio de Finanzas asumirá el pago de todos los saldos de las deudas a cargo de las empresas de distribución, transmisión y generación del Estado como resultante del proceso de liquidación del INECEL [17].

Artículo 6.- Las empresas de generación, distribución y transmisión en las que el Estado ecuatoriano a través de sus distintas instituciones, gobiernos seccionales, organismos de desarrollo regional, tiene participación accionaria mayoritaria, extinguirán, eliminarán y/o darán de baja, todas las cuentas por cobrar y pagar de los siguientes rubros: compra-venta de energía, peaje de transmisión y combustible destinado para generación, que existen entre esas empresas, así como los valores pendientes de pago por parte del Ministerio de Finanzas por concepto de déficit tarifario, calculado y reconocido en virtud de la aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicada en el Registro Oficial No. 364 de 26 de septiembre de 2006, exclusivamente.

Los valores correspondientes al déficit tarifario posteriores al determinado con la Ley Reformatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, al reconocimiento de la tarifa de la dignidad y las asignaciones relacionadas con el FERUM, deberán continuar entregándose por el Ministerio de Finanzas, de conformidad con los mecanismos existentes [17].

Artículo 7.- Las Empresas antes referidas y la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil -CATEG- tanto en distribución como en generación extinguirán, eliminarán y/o darán de baja todas las cuentas por cobrar y pagar que existen entre ellas.

De igual manera la CATEG extinguirá, eliminará y/o dará de baja los valores pendientes de pago por aporte del Ministerio de Finanzas por concepto del déficit tarifario señalado en el artículo 6 de este Mandato.

El saldo resultante del cruce de cuentas en la CATEG se considerará y registrarán como cuentas por pagar de la CATEG al Estado, cuentas que se transferirán como aporte patrimonial del Estado a la entidad pública que se cree para la prestación del servicio de electricidad en la ciudad de Guayaquil [17].

Artículo 8.- Las empresas que en cumplimiento de lo dispuesto por el presente mandato tengan una afectación patrimonial negativa, serán compensadas con cargo a las inversiones por el monto equivalente a tal afectación, en los términos previstos por el artículo 1 de este Mandato [17].

Artículo 9.- Los valores que por déficit tarifario correspondan a la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., serán compensados, hasta el monto del reconocimiento del déficit tarifario, con las deudas que, en el siguiente orden, la empresa mantiene con el Ministerio de Economía y Finanzas, el Servicio de Rentas Internas, Petrocomercial y con el Mercado Eléctrico Mayorista. Esta disposición en ningún caso podrá implicar la condonación de las deudas de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., con las instituciones del Estado [17].

Artículo 10.- Se autoriza a PETROECUADOR para que extinga, elimine y/o de baja, todas las deudas que por venta de combustibles le adeuden hasta la fecha de expedición del presente Mandato, las empresas señaladas en el artículo 6 de este Mandato y la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil –CATEG [17].

Artículo 11.- El Ministerio de Finanzas podrá, a nombre del Estado, previo el cruce de cuentas con PETROECUADOR, de ser el caso, cancelar los valores que adeudan por compra de energía las empresas eléctricas de distribución y la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil -CATEG [17].

El CONELEC debido a los poderes otorgados en la LRSE como ente regulador y para viabilizar la aplicación del mandato constituyente No. 15, expidió dos regulaciones, la 006/08 y la 013/08.

Los artículos mencionados anteriormente muestran como el Estado asume un rol principal en el manejo del mercado eléctrico, además deja de lado todas las deudas que se mantenían entre empresas generadoras, de transmisión y distribución, para de este modo empezar el nuevo periodo sin cuentas por cobrar o por pagar; pero la finalidad de este mandato es establecer una tarifa equitativa para los consumidores finales, y en caso de haber un desbalance entre lo que pagan los consumidores finales y lo que cobran las empresas generadoras o distribuidoras, el encargado de cancelar ese valor será el ministerio de electricidad, es decir el Estado con sus propios recursos.

El CONELEC también expidió la regulación No. 004/09 para complementar la parte jurídica del sector eléctrico, mecanismos alternativos de contratación regulada, definir parámetros y reglas para la participación de las empresas integradas al sector eléctrico.

2.1.4 Mercado Ocasional

Las transacciones que se pueden realizar en el mercado mayorista regulado de electricidad son ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo.

El mercado ocasional, es un mercado diario en el cual los generadores pueden vender energía, además en este mercado también es posible que los generadores, distribuidores o grandes consumidores puedan comprar energía.

Este tipo de mercado realiza transacciones de potencia y energía, transacciones que no se encuentran dentro de los contratos a plazo de los suministros de electricidad, en los cuales el CENACE es el encargado de determinar y comunicar todos los que intervengan en el mercado, los costos de producción y consumo de energía que se valoran temporalmente, es decir en cada intervalo horario, y este costo depende especialmente del lugar de producción

y consumo, mediante el costo marginal de corto plazo.

El valor puede cambiar dependiendo de la existencia de recursos en ese momento, recursos para generación como: combustibles o condiciones meteorológicas a partir de las cuales se estaría obteniendo energía, para lo cual la ley permite la realización de contratos entre las partes incluidas en la transferencia de energía, con lo cual se puede lograr una estabilidad en precios para la producción y el consumo, contratos que ya estarían incluidos dentro del mercado a plazo.

Este precio será el mismo para todas las transacciones durante el periodo que se realicen las mismas, y a este precio se le agregara el costo de la capacidad o potencia y el valor de las pérdidas de la transmisión de energía, tomando en cuenta que esta potencia no esté ligada ya en contratos.

2.1.5 Contrato a plazo.

Los contratos a plazo dentro del mercado eléctrico mayorista ecuatoriano son los que libremente o mediante concurso se celebran entre las empresas generadoras y los grandes consumidores o entre empresas generadoras y distribuidoras; de esta forma la generadora asegura y se compromete a producir la suficiente energía y potencia para satisfacer los requerimientos de su cliente por un periodo no menor de un año, a la vez que la empresa distribuidora o el gran consumidor asegura no solo el suministro de energía y potencia sino el precio con el que va a ser despachado, evitando de este modo la volatilidad de precios en el mercado spot.

Estos contratos serán cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), dentro de un plazo de 10 días posteriores a la celebración del acuerdo este contrato deberá ser registrado en el CENACE y entrará en vigencia 20 días después de su registro.

Este tipo de contrato deberá ser cumplido independientemente de que el generador haya

sido o no despachado por el CENACE, en caso de que esto no se cumpla el generador que haya sido despachado en ese momento recibirá el pago por el abastecimiento de energía y potencia al precio que corresponda.

El CENACE es el organismo encargado de comunicar a las empresas que intervengan en el mercado cual será el precio para las ventas realizadas durante el periodo de que se trate.

2.2 Mercado Minorista Regulado de Electricidad.

El mercado minorista regulado de electricidad está ligado a la comercialización entre el mercado mayorista y los comercializadores minoristas que son las empresas distribuidoras, para luego vender esta energía a los consumidores finales, con las respectivas normas y etapas de cada distribuidor para brindar el mejor servicio posible en este mercado.

En Ecuador no existen comercializadores minoristas en donde pueda existir un ambiente competitivo, con lo cual los usuarios finales no pueden elegir a quien comprar la energía eléctrica (la principal ventaja cuando existen los comercializadores, por los contratos que se pueden dar entre las dos partes). Los únicos usuarios finales que pueden elegir comprar energía eléctrica a los generadores son los grandes consumidores o en ocasiones medianos consumidores.

2.2.1 Distribución de energía eléctrica

La distribución y comercialización de la energía eléctrica en el Ecuador, será realizada por las empresas de distribución, funcionando como empresas concesionarias en cada área geográfica que se les fue asignada por el CONELEC, además con esto prácticamente se les obliga a estas empresas a prestar el servicio de energía eléctrica y satisfacer la demanda requerida, a todos los usuarios finales que lo soliciten.

La función principal de las empresas de distribución es proveer de energía eléctrica a los usuarios finales a través de las redes de distribución. Para satisfacer la demanda de energía a

los clientes, las empresas de distribución (tomando en cuenta el área de concesión de cada una de estas) tienen que adquirir la energía en el mercado eléctrico mayorista por medio de la compra de contratos, y proveerse de la red de transporte o por medio de generación propia que no esté comprometida al sistema nacional interconectado.

Entre los servicios y obligaciones que tienen las empresas de distribución con los usuarios finales a continuación se citan las más importantes:

- Conexión del usuario final
- Lectura del medidor
- Administración de la información
- Facturación
- Cobranza
- Asistencia técnica
- Inversión en nuevas redes

2.2.2 Concesión de las empresas distribuidoras.

En base al artículo 39 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, el CONELEC ha realizado la concesión de servicios de distribución de energía eléctrica a 11 empresas eléctricas del país, las mismas que están obligadas a prestar estos servicios durante el plazo establecido en los contratos de concesión, cumpliendo con normas que garanticen la eficiente atención a los usuarios y el preferente interés nacional.

Cada una de las empresas distribuidoras tiene su área de concesión en la cual desarrolla su propia infraestructura que será utilizada para el suministro de electricidad a todos los abonados, cabe destacar que las empresas distribuidoras tienen también las labores de comercializadores, es decir se encargan de llevar el suministro eléctrico hasta cada abonado, medirlo y facturarle.

En el siguiente cuadro se ve el área de concesión de cada una de las empresas distribuidoras asignadas en el país.

Empresa	Provincias a las que sirve de manera total o parcial	Área de Concesión (km ²)
E.E. Ambato	Tungurahua, Pastaza, %Morona, %Napo	40.805
CNEL-Sucumbíos	Sucumbíos, Napo, Orellana	37.842
E.E. Centro Sur	Azuay, %Cañar, Morona	28.962
E.E. Sur	Loja, Zamora, %Morona	22.721
CNEL-Manabí	Manabí	16.865
CNEL-Esmeraldas	Esmeraldas	15.366
E.E. Quito	Pichincha, %Napo	14.971
E.E. Norte	Carchi, Imbabura, %Pichincha, %Sucumbios	11.979
CNEL-Guayas Los Ríos	Guayas, Los Ríos, %Manabí, %Cotopaxi, %Azuay	10.511
E.E. Galápagos	Galápagos	7.942
CNEL-Sta. Elena	% Guayas, Sta. Elena	6.774
CNEL-El Oro	El Oro, %Azuay	6.745
CNEL-Sto. Domingo	Sto. Domingo, % Esmeraldas	6.574
CNEL-Milagro	% Guayas, %Cañar, % Chimborazo	6.175
E.E. Riobamba	Chimborazo	5.940
E.E. Cotopaxi	Cotopaxi	5.556
CNEL-Los Ríos	% Los Ríos, %Guayas, %Bolívar, %Cotopaxi	4.059
CNEL-Bolívar	Bolívar	3.997
Eléctrica de Guayaquil	% Guayas	1.399
E.E. Azogues	% Cañar	1.187

Figura 2.3 Áreas de concesión de las empresas distribuidoras.

Fuente [18]: <http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=3073&l=1>

En la tabla anterior se presenta la superficie en km², concesionada a cada empresa para la distribución de energía eléctrica. La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) abarca una superficie de 114.907,38 km², equivalente al 44,82 % del territorio del país, donde se encuentra el 35,75 % (1.497.910,00 usuarios) de los clientes a nivel nacional, el resto de clientes se encuentra distribuido entre las empresas eléctricas restantes, siendo las de mayor cobertura (por población) la empresa eléctrica de Guayaquil y la empresa eléctrica Quito.

2.2.3 Clientes finales de las distribuidoras.

Los clientes finales de las empresas de distribución de energía eléctrica se clasifican en dos grandes grupos, estos grupos tienen una clasificación aún más detallada que se la revisará en

el tema 2.3,

a) Clientes Regulados.- son aquellos cuya facturación se sujeta a lo dispuesto en el Pliego Tarifario elaborado por el CONELEC.

b) Clientes No Regulados.- son aquellos cuya facturación por el suministro de energía se sujeta a un contrato a término, celebrado entre la empresa que suministra la energía y la que se abastece; estos contratos se los conoce también como de libre pactación.

El CONELEC establece las tarifas que las empresas eléctricas aplicarán a sus Clientes Regulados (ver tema 2.4); y, en el caso de los No Regulados estos precios se establecen mediante un contrato a plazo, generalmente este tipo de contratos se los celebra con los grandes consumidores.

En la facturación final se incluyen costos como “Servicios de Mercado”, cuyo cálculo, para el Cliente Regulado, lo realiza el CONELEC incluyéndolo en el pliego tarifario; en el caso de los Clientes No Regulados, el cálculo de estos servicios los realiza el CENACE y “Servicios de Transmisión” que son brindados por CELEC-TRANSELECTRIC.

Para diciembre de 2012, el total de clientes finales de las distribuidoras fue de 4'189.535, que se reparten de la siguiente manera:

- 4'189.478 son clientes regulados.
- 57 clientes no regulados, de los cuales, 56 pertenecen al sector industrial

La E.E. Sur abastece a varios clientes del norte de Perú, estos son considerados como un cliente no regulado del sector comercial.

2.3 Tipos de consumidores.

De acuerdo al CONELEC actualmente se reconocen dos tipos de clientes en el mercado eléctrico, que son los siguientes:

1. Grandes consumidores y,
2. Consumidores finales.

Cada uno de ellos tiene sus diferentes características para ser considerado como tal, esto en especial con lo que tiene que ver con los grandes consumidores. En lo que tiene que ver con los usuarios finales, estos están sujetos a las políticas y precios fijados por la empresa eléctrica distribuidora propia de su zona pero regulados por el CONELEC, a continuación se dará una explicación más amplia.

2.3.1 Grandes consumidores.

Este tipo en especial de consumidor se especifica en la regulación del CONELEC No. 006/03.

En términos generales un gran consumidor es aquel que después de presentar todos los requisitos solicitados por el CONELEC y luego de pasar las inspecciones tanto del CONELEC como del CENACE se le faculta a firmar un contrato con una empresa distribuidora o directamente con una empresa generadora, para de esta manera abastecer su demanda tanto de energía como de potencia a un precio acordado entre estos dos agentes del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista).

2.3.1.1 Requisitos para ser calificado como grandes consumidores.

Como se dijo anteriormente si una empresa o un parque industrial desea ser considerado como un gran consumidor debe cumplir ciertos requisitos expedidos por el CONELEC, estos requisitos son los siguientes:

- a.** Ser una sola persona natural o estar constituida legalmente como una persona jurídica y que en sus instalaciones utilicen la energía eléctrica exclusivamente para su consumo propio, no estando permitida la reventa o comercialización de dicha energía.

Las instalaciones podrán estar concentradas en un solo sitio, o en varios sitios pertenecientes al área de concesión de una misma Distribuidora [19].

- b. Tener instalado, en los puntos de suministro, el sistema de medición comercial que cumpla con la Regulación vigente sobre la materia. Los sistemas de medición y de comunicación podrán ser de propiedad del consumidor o del proveedor del servicio [19].
- c. En el caso de que el equipo de medición se instale en el lado secundario del sistema de transformación del usuario, las pérdidas internas de los transformadores utilizados exclusivamente para su abastecimiento de energía, deberán incluirse en los consumos de energía, utilizando el equipamiento y una metodología de cálculo que deberá ser aprobada y certificada por el CENACE [19].
- d. Registrar valores iguales o mayores de demanda promedio mensual (kW), durante los 6 meses anteriores al de la solicitud para la calificación, y un consumo de energía mínimo anual (MWh) en los doce meses anteriores al de la solicitud, a aquellos valores que se indican en la siguiente tabla:

PERIODO DE PRESENTACIÓN DE LA SOLICITUD	DEMANDA PROMEDIO MENSUAL (kW)	CONSUMO ANUAL (MWh)
Hasta Diciembre 2002	1000	7000
Enero – Junio 2003	930	6500
Julio – Diciembre 2003	860	6000
Enero – Junio 2004	790	5500
Julio – Diciembre 2004	720	5000
Enero 2005 en adelante	650	4500

- e. Estar al día en los pagos con la empresa suministradora del servicio, al momento de presentar la solicitud ante el CONELEC [19].

Aparte de los requisitos que se plantean previamente el usuario que desee ser considerado como gran consumidor debe cumplir con ciertas condiciones para mantener su condición.

Pero las más importantes son aquellas por las cuales un gran consumidor puede perder tal calificación; la primera es por falta de pago, la empresa distribuidora o generadora a la que esté conectado el cliente da aviso al CENACE sobre este tema y la línea que alimenta al usuario será abierta, otro de los motivos por el que se pierde la condición de gran consumidor es la reventa de energía; la energía debe ser consumida por la empresa que tiene el contrato y no por otras que pueden aprovechar el precio de la misma.

2.3.2 Consumidores finales.

Los consumidores finales o consumidores regulados son todas las personas jurídicas o naturales que se abastecen de una empresa distribuidora a través de las redes de suministro que esta desarrolle dentro de su área de influencia.

Es decir son todos los abonados de las diferentes empresas distribuidoras establecidas en el país, como por ejemplo la Empresa Eléctrica Quito que tiene su área de trabajo en la provincia de Pichincha.

En la categorización elaborada por el CONELEC para las distintas empresas distribuidoras se reconocen tres tipos de clientes:

- Residenciales
- Comerciales
- Industriales.

Cada uno de estos usuarios tienen su diferente tarifa, ese tema se desarrollará con mayor detalle en el numeral 2.4.

2.3.2.1 Clientes residenciales.

Los consumidores residenciales son aquellos que utilizan exclusivamente el suministro de energía eléctrica para abastecer la demanda en sus hogares (independientemente de la carga conectada), se considera también a personas de bajos recursos que realicen una pequeña actividad económica dentro de su hogar.

Cabe destacar que el incremento de clientes de esta categoría se debe exclusivamente al desarrollo que tenga la empresa distribuidora en su área de concesión, como ejemplo citaremos el desarrollo desde el año 2001 hasta el año 2011 de la Empresa Eléctrica Quito.

CLIENTES RESIDENCIALES EEQ	
2001 – 2011	
Año	Clientes
2001	460979
2002	479310
2003	496706
2004	519046
2005	545569
2006	575286
2007	602708
2008	627310
2009	637310
2010	659876
2011	678543

Tabla 2. 1 Clientes residenciales EEQ del 2001 al 2011.
Fuente [20] : Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

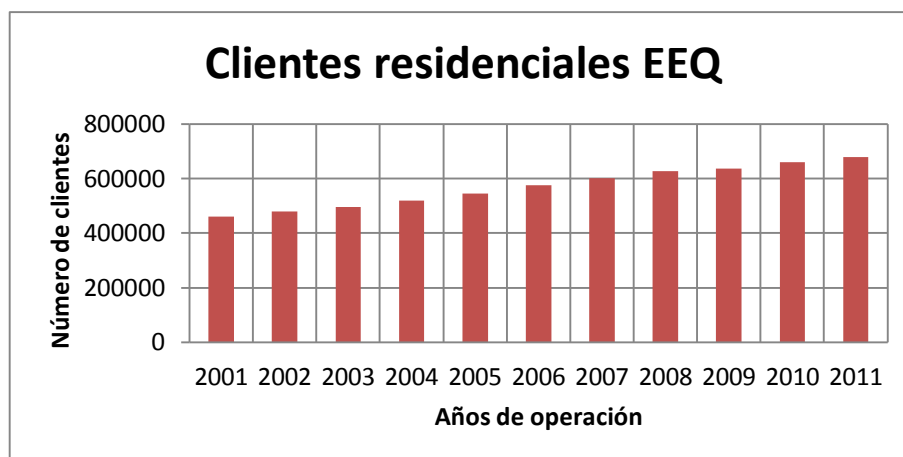


Figura 2. 4 Clientes residenciales EEQ.
Fuente [20]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Como se observa en el gráfico en el gráfico anterior cada año se va incrementando el número de clientes, y esto está directamente relacionado con el incremento de cobertura de la empresa distribuidora.

2.3.2.2 Clientes comerciales.

Pueden ser personas naturales o jurídicas, de empresas públicas o privadas que utilizan el suministro de energía para realizar actividades económicas de las cuales van a lucrar.

Se citará nuevamente un ejemplo de la EEQ en el cual se ve el desarrollo de este tipo de clientes.

CLIENTES COMERCIALES EEQ	
2001 - 2011	
Año	Clientes
2001	60926

2002	64523
2003	68181
2004	72364
2005	77230
2006	82184
2007	86607
2008	97426
2009	100826
2010	105537
2011	135683

Tabla 2. 2 Clientes comerciales EEQ del 2001 al 2011.
Fuente [20]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

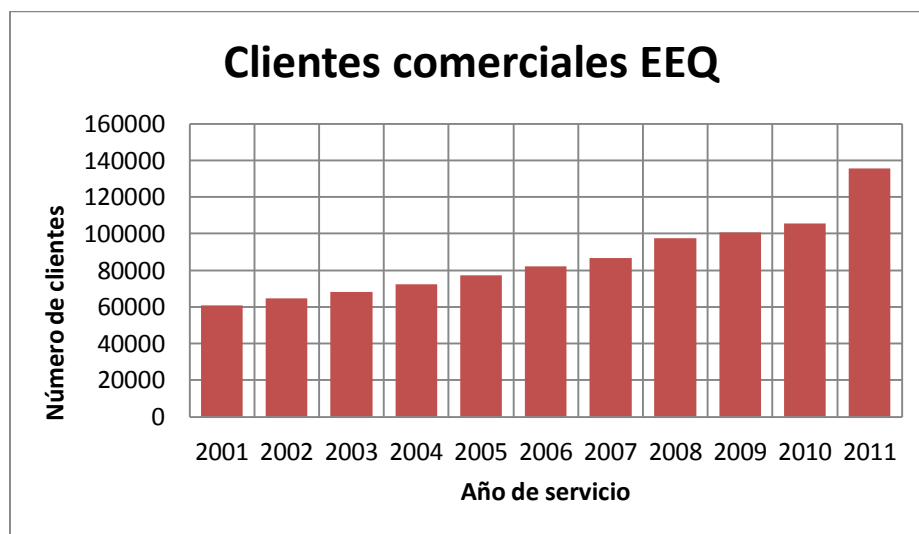


Figura 2. 5 Clientes comerciales EEQ.
Fuente [20]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

2.3.2.3 Clientes industriales.

Pueden ser personas naturales o jurídicas, de empresas públicas o privadas que utilizan el suministro de energía para realizar actividades económicas en las cuales se ejecute una elaboración o transformación de productos mediante cualquier proceso industrial.

Se cita nuevamente un ejemplo de la EEQ en el cual se ve el desarrollo de este tipo de clientes.

CLIENTES INDUSTRIALES EEQ	
2001 - 2011	
Año	Cientes
2001	9396
2002	10030
2003	10567
2004	10996
2005	11498
2006	12015
2007	12406
2008	11228
2009	18337
2010	13670
2011	19939

Tabla 2. 3 Clientes industriales EEQ del 2001 al 2011.
Fuente [20]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

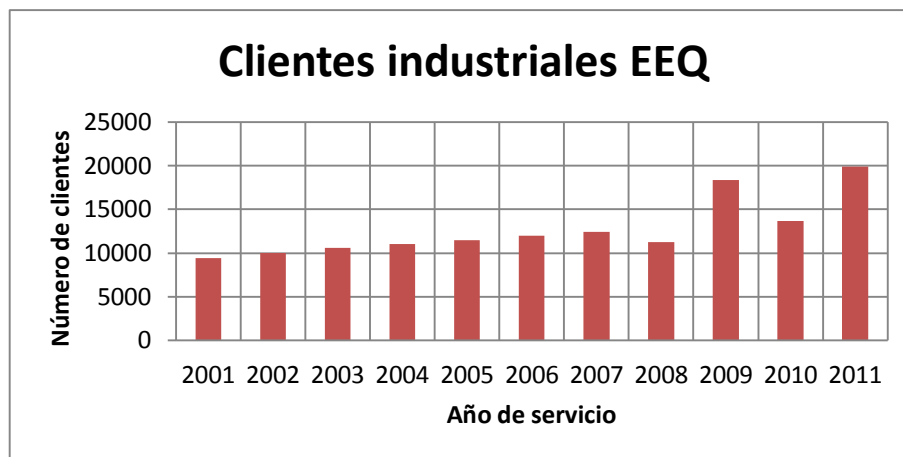


Figura 2. 6 Clientes industriales EEQ.
Fuente [20]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

En lo que respecta al número de clientes a escala nacional, se tiene la siguiente información dividida por empresa distribuidora:

Grupo	Empresa	Sector de Consumo							Clientes Regulados	Clientes No Regulados	Clientes Finales
		Residencial	Comercial		Industrial		A. Público	Otros			
		R	R	NR	R	NR	R	R			
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	50.373	2.436	-	94	-	7	1.375	54.285	-	54.285
	CNEL-El Oro	178.843	20.665	-	1.876	-	72	3.016	204.472	-	204.472
	CNEL-Esmeraldas	103.904	8.297	-	645	1	1	2.231	115.078	1	115.079
	CNEL-Guayas Los Ríos	259.192	14.237	-	936	3	80	2.910	277.355	3	277.358
	CNEL-Los Ríos	87.902	7.237	-	543	-	13	1.343	97.038	-	97.038
	CNEL-Manabí	272.484	15.819	-	147	4	-	2.980	291.430	4	291.434
	CNEL-Milagro	116.946	15.442	-	179	3	29	1.657	134.253	3	134.256
	CNEL-Sta. Elena	94.897	7.500	-	332	1	5	1.227	103.961	1	103.962
	CNEL-Sto. Domingo	131.907	18.092	-	246	3	1	2.054	152.300	3	152.303
	CNEL-Sucumbios	55.302	9.315	-	668	-	1	2.462	67.738	-	67.738
Total CNEL		1.351.750	119.040	-	5.656	15	209	21.255	1.497.910	15	1.497.925
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	188.149	21.830	-	6.514	3	22	4.405	218.920	3	218.923
	E.E. Azogues	29.143	2.048	-	415	-	1	533	32.140	-	32.140
	E.E. Centro Sur	275.250	26.588	-	6.618	4	31	4.120	312.607	4	312.611
	E.E. Cotopaxi	92.628	6.616	-	4.611	2	1	2.111	105.967	2	105.969
	E.E. Galápagos	6.929	1.326	-	160	-	15	315	8.745	-	8.745
	E.E. Norte	180.465	19.792	-	3.328	6	14	3.767	207.366	6	207.372
	E.E. Quito	755.070	114.456	-	14.499	11	-	4.737	888.762	11	888.773
	E.E. Riobamba	132.743	15.606	-	834	-	1	2.846	152.030	-	152.030
	E.E. Sur	142.528	14.864	1	1.696	-	26	5.424	164.538	1	164.539
	Eléctrica de Guayaquil	523.337	71.739	-	2.862	15	44	2.568	600.550	15	600.565
Total Empresas Eléctricas		2.324.242	294.865	1	41.537	41	155	30.826	2.691.625	42	2.691.667
TOTAL NACIONAL		3.675.992	413.905	1	47.193	56	364	52.081	4.189.535	57	4.189.592

Figura 2. 7 Clientes por categoría por empresa distribuidora.

Fuente [21]:http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10104_Bolet%C3%ADn%20A%C3%B1o%202011.pdf#page=158&zoom=auto,0,491

Los clientes finales por sector de consumo, a nivel nacional, se muestra gráficamente a continuación y se puede observar que los clientes residenciales son el mayor número con 3675992 que representa el 87.74%, le siguen los clientes comerciales con 413905 que representa el 9.88%, los clientes industriales son 47193 y representan el 1.13% a escala nacional.

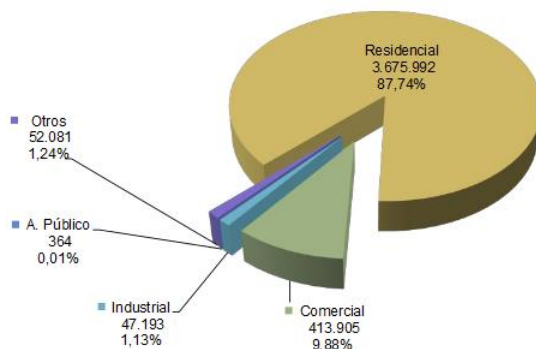


Figura 2. 8 Composición de clientes finales por sector de consumo.

Fuente [21]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

2.4 Esquema tarifario.

Las tarifas al igual que los clientes están establecidas en tres grupos, tarifa residencial, tarifa comercial y tarifa industrial; además se hace una diferenciación dependiendo del nivel de voltaje; es decir se clasifican a los clientes dependiendo del nivel de voltaje que estén utilizando, estos niveles son: alta tensión, media tensión, baja tensión.

2.4.1 Tarifas por categorías.

En esta clasificación se incluyen los siguientes casos:

2.4.1.1 Categoría residencial.

La categoría residencial corresponde de manera exclusiva al uso de la electricidad dentro del hogar del cliente independientemente del tamaño de la carga conectada. En esta categoría

también se considera a las personas que registran bajos consumos o que tengan bajos recursos económicos y dispongan de una actividad económica pequeña en el espacio su vivienda.

2.4.1.2 Categoría general.

En esta categoría se considera al resto de clientes, específicamente a aquellos que realizan alguna actividad económica, ya sea esta pública o privada, es decir aquellos que destinan el consumo de energía eléctrica para realizar actividades con fines de lucro o simplemente para brindar servicios.

En esta categoría se consideran los siguientes casos:

- Locales y establecimientos comerciales públicos o privados.
- Locales públicos o privados destinados a la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial y sus oficinas administrativas.
- Instalaciones de bombeo de agua.
- Entidades de asistencia social.
- Entidades de beneficio publico
- Entidades oficiales.
- Escenarios deportivos.
- Culto religioso.
- Servicio comunitario, y aquellos que no hayan sido considerados dentro de la categoría residencial.

Cabe destacar que es obligación de la empresa distribuidora tener una clasificación si los consumidores son comerciales o industriales para efectos tarifarios.

2.4.1.3 Categoría alumbrado público.

Esta categoría hace referencia al consumo de electricidad en el alumbrado de vías de circulación pública, además del consumo de electricidad para el ornato y alumbrado de plazas y monumentos públicos; además de los sistemas de señalización para el control de tránsito.

2.4.2 Tarifas por nivel de voltaje.

En esta clasificación se considera el voltaje que el consumidor tiene en el punto de entrega y con el cual está alimentando su carga:

Dependiendo del nivel de voltaje se lo ha dividido en la siguiente forma:

- Baja tensión.
- Media tensión.
- Alta tensión.

Cabe recordar que las tarifas son fijadas por el CONELEC y que cada empresa distribuidora debe acatar las mismas, en este trabajo se tomará como referencia las tarifas fijadas por la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) que es la distribuidora local.

2.4.2.1 Tarifas en baja tensión.

Esta tarifa se aplicará a los consumidores Residenciales (R1), Residenciales Temporales (R2), Comerciales y Entidades Oficiales sin Demanda (G1), Escenarios Deportivos, Instalaciones de Bombeo de Agua sin Demanda, Industrial Artesanal (G2), Asistencia Social y Beneficio Público sin Demanda (G3) y Tarifa General con Demanda (BTGD), esta tarifa se aplicará a consumidores con niveles de voltaje de hasta 600V.

En este trabajo se tomará en cuenta las tarifas fijadas por la EEQ, las cuales son las

siguientes:

CARGOS		
US\$ 1.414		por factura, en concepto de Comercialización, independiente del consumo de energía
BLOQUE DE CONSUMO (KWh)	CARGOS POR CONSUMO (US\$)	
0 -50	0.068	Por cada KWh de consumo en el mes.
51 -100	0.071	Por cada uno de los siguientes 50 KWh de consumo en el mes.
101 – 130	0.073	Por cada uno de los siguientes 30 KWh de consumo en el mes.
131 – 150	0.073	Por cada uno de los siguientes 20 KWh de consumo en el mes.
151 – 200	0.080	Por cada uno de los siguientes 50 KWh de consumo en el mes.
201 – 250	0.087	Por cada uno de los siguientes 50 KWh de consumo en el mes.
251 – 300	0.089	Por cada uno de los siguientes 50 KWh de consumo en el mes.
301 – 350	0.089	Por cada uno de los siguientes 50 KWh de consumo en el mes.
351 – 400	0.089	Por cada uno de los siguientes 50 KWh de consumo en el mes.
401 y superior	0.089	Por cada uno de los siguientes KWh de consumo en el mes.

Tabla 2. 4 Tarifas fijadas por la EEQ.
Fuente [20]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Además de los cargos anteriores existen descuentos y otros rubros que se cobran en conjunto con la planilla eléctrica que son aplicados de acuerdo al caso, se detallan a continuación:

Subsidio cruzado	1.80	Descuento en el valor de la planilla por consumo, a los abonados que consumen entre 1 y 130 KWh/mes,
-------------------------	-------------	---

con un mínimo de pago correspondiente al cargo por comercialización.		
Subsidio solidario	10%	Del valor de la planilla por consumo, por concepto de contribución al Subsidio Cruzado, a los abonados que consumen desde 161 KWh en adelante
Subsidio tarifa Dignidad		Los abonados residenciales que consumen hasta 110 KWh/mes, con base en el Decreto Ejecutivo No. 451-A, recibirán un subsidio en un valor tal que como máximo pagaran US\$ 0,04 KWh de consumo y US\$ 0,70 por comercialización. El valor del subsidio por la tarifa de la Dignidad constará en la planilla que corresponda, como un concepto independiente.
Alumbrado	8.5 %	Del valor de la planilla por consumo, sin subsidio, en concepto de Alumbrado Público.
Bomberos	US\$ 1,32	Contribución para el Cuerpo de Bomberos
Recolección de basura	10%	Del valor de la planilla por consumo, sin subsidio, por Tasa de Recolección de Basura.

Tabla 2. 5 Cargos adicionales a la tarifa eléctrica.
Fuente [20]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Existen otras tarifas que no se detallan en su totalidad y que por importancia y para su conocimiento se los puede encontrar en el pliego tarifario vigente de la Empresa Eléctrica Quito.

El resto de casos de abonados en baja tensión según la EEQ son los siguientes:

- Residencial temporal (R2) (BTCRT)
- Tarifa ley del anciano (BTCTE)
- Tarifa tercera edad (BTCTE1)
- Tarifa para instituciones gerontológicas (BTCTE2)
- Tarifa en baja tensión sin demanda.
- Tarifa para instituciones con demanda.

- Tarifa general en baja tensión sin demanda.(BTGSD)
- Tarifa G2 (Artesanos hasta 10 KW)
- Tarifa G3 (Entidad social sin fines de lucro, consumo hasta 10 KW)
- Tarifa G4 (Cultos religiosos).
- Tarifa G5 (Abonados con consumo mayor a 10KW con registro de demanda máxima y potencia calculada).
- Tarifa general de baja tensión con registrador de demanda horaria (Abonados en baja tensión con potencia superior a 10 KW con registrador horario para establecer los consumos en horarios de punta, medio y base).

2.4.2.2 Tarifas en media tensión.

En esta categoría se consideran a los clientes que se conectan a la red de media tensión, la conexión se realiza a través de transformadores de propiedad de la empresa para su uso exclusivo o a través de transformadores que son propiedad del cliente.

Las tarifas de media tensión se aplicarán a los consumidores Comerciales, Entidades Oficiales, Industriales, Bombeo de Agua, Escenarios Deportivos, Periódicos, Autoconsumos y Abonados Especiales, que son atendidos por la Empresa en los niveles de voltaje entre 600 V y 40 kV.

Como en el caso anterior dentro de esta clasificación se consideran varios casos, por lo que se dará un ejemplo de un solo caso y el resto se lo podrá ver en la parte de anexos.

El cargo por demanda aplicado a este tipo de clientes se basa en si el cliente dispone o no de los equipos de medición necesarios para establecer la demanda máxima durante las horas pico (18h00 a 22h00), en caso de no disponer de este tipo de equipos la facturación será realizada sin el factor de corrección de la demanda.

Caso 1.- Cuando el cliente posee los equipos de medición.

CARGOS	DESCRIPCIÓN DEL RUBRO
US\$ 1.414	Por factura, en concepto de Comercialización, independiente del consumo de energía.
US\$ 4.129	mensuales por cada KW de demanda facturable como mínimo de pago, sin derecho a consumo, multiplicado por un factor de corrección (FC), que se obtiene de la relación:
	FC = DP/DM, donde:
	DP = Demanda máxima registrada por el abonado G6 en las horas de pico de la Empresa
	(18:00 - 22:00).
	DM = Demanda máxima del abonado G6 en el mes.
	En ningún caso este factor de corrección deberá ser menor que 0.60.
US\$ 0.058	Por cada KWh, en función de la energía consumida en el período de demanda media y de punta (07:00 hasta las 22:00).
US\$ 0.046	Por cada KWh, en función de la energía consumida en el período de base (22:00 hasta las 07:00).
6.5%	del valor de la planilla por consumo, en concepto de Alumbrado Público, para los abonados Bombeo de Agua, Escenarios Deportivos, Periódicos, Autoconsumos y Abonados Especiales.
9.5%	Del valor de la planilla por consumo, en concepto de Alumbrado Público, para los abonados Comerciales y Entidades Oficiales.
US\$ 3.96	Contribución para el Cuerpo de Bomberos, para consumidores Comerciales con Demanda.
10%	Del valor de la planilla por consumo, por Tasa de Recolección de Basura.

Tabla 2. 6 Tarifas por media tensión
Fuente [20]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Caso 2.- Cuando el cliente no posee los equipos de medición:

CARGO	DESCRIPCIÓN DEL RUBRO
US\$ 1.414	Por factura, en concepto de Comercialización, independiente del consumo de energía.
US\$ 4.129	Mensuales por cada KW de demanda facturable como mínimo de pago, sin derecho a consumo.
US\$ 0.058	Por cada KWh de consumo en el mes.
6.5%	del valor de la planilla por consumo en concepto de Alumbrado Público, para los Abonados Bombeo de Agua, Escenarios Deportivos, Periódicos, Autoconsumos y Abonados Especiales.
9.5%	Del valor de la planilla por consumo en concepto de Alumbrado Público, para los abonados Comerciales y Entidades Oficiales.
US\$ 3.96	Contribución para el Cuerpo de Bomberos, para consumidores Comerciales con Demanda.
10%	Del valor de la planilla por consumo, por Tasa de Recolección de Basura.

Tabla 2. 7 Tarifas para media tensión sin equipos de medición.

Fuente [20]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Dentro de esta clasificación existen más casos, los cuales se nombran a continuación:

- Tarifa G7 (Tarifa para consumidores industriales con registrador de demanda máxima o para potencia calculada).
- Tarifa G8 (Sistemas de bombeo de agua que abastecen a comunidades campesinas).
- Tarifa G9 (Locales destinados a la predicación de religiones).
- Tarifa G10 (Locales destinados a asistencia social y beneficio público).

2.4.2.3 Tarifas en alta tensión.

Las tarifas de alta tensión se aplicarán a los consumidores Comerciales, Entidades Oficiales, Bombeo de Agua, Escenarios Deportivos, Periódicos, Autoconsumos y Abonados Especiales, servidos por la Empresa, en los niveles de voltaje superiores a 40 KV, asociados con la subtransmisión, y que deben disponer de un registrador de la demanda horaria.

CARGOS	DESCRIPCIÓN DEL RUBRO
US\$ 1.414	Por factura, en concepto de Comercialización, independiente del consumo de energía.
US\$ 4.053	Mensuales por cada KW de demanda facturable como mínimo de pago, sin derecho a consumo, afectado por un factor de corrección (FC), que se obtiene de la relación:
	FC = DP/DM, donde:
	DP = Demanda máxima registrada por el consumidor G11 en las horas de pico de la Empresa (18:00 - 22:00).
	DM = Demanda máxima del consumidor G11 durante el mes.
	En ningún caso este factor de corrección deberá ser menor que 0.60.
US\$ 0.051	Por cada KWh, en función de la energía consumida en el período de demanda media y de punta (07:00 hasta las 22:00).
US\$ 0.045	Por cada KWh, en función de la energía consumida en el período de base (22:00 hasta las 07:00).
9.5%	Del valor de la planilla por consumo, en concepto de Alumbrado Público, para los abonados Comerciales.
US\$ 3.96	Contribución para el Cuerpo de Bomberos, para consumidores Comerciales con Demanda.
10%	Del valor de la planilla por consumo, por Tasa de Recolección de Basura.

Tabla 2. 8 Tarifas para alta tensión.
Fuente [20]: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Existen otros tipos de consumidores dentro de este grupo, los cuales se enlistan a continuación:

- Tarifa G12 (Consumidores industriales que deben disponer de un registrador de la demanda horaria).

En la clasificación de media y alta tensión se consideran otras figuras como lo son los consumos estacionales y los consumos ocasionales.

- a. **Consumos estacionales:** los clientes dentro de esta categoría pueden definir dos o cuatro estaciones de utilización de la energía eléctrica, es decir estación alta y estación baja, para cualquiera de las dos estaciones los rubros a cobrar serán los mismos que los de un cliente fijo en esa estación, la diferencia será en la estación alta donde habrá un recargo del 100% del cargo correspondiente.
- b. **Consumos ocasionales:** Los consumidores del tipo ocasional como los circos, ferias, espectáculos públicos y otros similares en media y alta tensión serán ubicados en la tarifa general correspondiente a esta categoría. Los cargos de energía y comercialización serán los mismos que los de un cliente estable en esa categoría pero el cargo de potencia tendrá un recargo del 100% del cargo correspondiente.

Los pliegos tarifarios emitidos por el CONELEC para cada empresa distribuidora en el país no varían mucho con los expuestos en numerales anteriores pero para tener presentes esos datos se los puede encontrar en el documento con el nombre pliego tarifario para empresas eléctricas. Algo que si se debe destacar es que para las empresas distribuidoras de la región costa y oriente se fijan las tarifas dependiendo de los meses, sobre todo en la tarifa residencial, para aclarar esto se lo verá en las siguientes tablas:

CONELEC			
DIRECCIÓN DE TARIFAS			
PERIODO: JUNIO - NOVIEMBRE			
EMPRESAS ELÉCTRICAS:			
CNEL ESMERALDAS-CNEL MANABI-CNEL LOS RIOS-CNEL GUAYAS LOS RIOS- CNEL SANTO DOMINGO-CNEL EL ORO-CNEL SANTA ELENA-CNEL MILAGRO- CNEL SUCUMBIOS-GALAPAGOS			
CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS			
RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/consumidor)
CATEGORÍA	RESIDENCIAL		
NIVEL TENSIÓN	BAJA Y MEDIA TENSIÓN		
0-50		0,081	1,414
51-100		0,083	
101-150		0,085	
151-200		0,087	
201-250		0,089	
251-300		0,091	
301-350		0,093	
351-500		0,095	
501-700		0,1185	
701-1000		0,1350	
1001-1500		0,1609	
1501-2500		0,2652	
2501-3500		0,4260	
Superior		0,6712	

Figura 2. 9 Cargos en empresas distribuidoras sector costa de junio a noviembre.

Fuente [18]: <http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=3073&l=1>

CONELEC**DIRECCIÓN DE TARIFAS****PERIODO:** DICIEMBRE - MAYO

EMPRESAS ELÉCTRICAS:

**CNEL ESMERALDAS-CNEL MANABI-CNEL LOS RIOS-CNEL GUAYAS LOS RIOS-
CNEL SANTO DOMINGO-CNEL EL ORO-CNEL SANTA ELENA-CNEL MILAGRO-
CNEL SUCUMBIOS-GALAPAGOS**

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/consumidor)
CATEGORÍA	RESIDENCIAL		
NIVEL TENSIÓN	BAJA Y MEDIA TENSIÓN		
0-50		0,081	1,414
51-100		0,083	
101-150		0,085	
151-200		0,087	
201-250		0,089	
251-300		0,091	
301-350		0,093	
351-500		0,095	
501-700		0,095	
701-1000		0,1350	
1001-1500		0,1609	
1501-2500		0,2652	
2501-3500		0,4260	
Superior		0,6712	

Figura 2. 10 Cargos en empresas distribuidoras sector costa de diciembre a mayo.**Fuente [18]:** <http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=3073&l=1>

Como se puede notar en la figura anterior en el rango correspondiente de 501 a 700 kWh para los meses de junio a noviembre tiene un valor de 0,1185 USD/kWh, mientras que en los meses de diciembre a mayo el mismo rango tiene un valor de 0,095 USD/kWh.

Esto se debe a que durante la época calurosa se beneficia a la gente que utiliza aire acondicionado o ventiladores para mantener fresco su entorno y que al elevar su consumo eléctrico no aumente en forma drástica el valor de la planilla a pagar.

CAPÍTULO 3.

LINEAMIENTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA.

Resumen

El crecimiento económico, social y tecnológico en Ecuador, hacen indispensable una planificación permanente en el sector energético, motivo por el cual es necesario que las energías renovables sean tratadas bajo una política que estimule el uso eficiente de los recursos, en este caso el solar. En este capítulo se desarrollará un análisis del sector eléctrico ecuatoriano e internacional sobre las políticas vigentes, relacionándolo con la energía solar fotovoltaica para consumo propio y para la venta de excedentes a la red eléctrica en Ecuador.

El impacto ambiental de la producción de energía y la reducción de recursos naturales afectan negativamente a las generaciones presentes y futuras, motivo por el cual se hace indispensable el uso de energías renovables. Surge la necesidad de promover una política y un marco legal que regule estos desarrollos, para lo cual es necesario identificar una política nacional de desarrollo, que tiene como origen la Constitución de la República, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y regulaciones del CONELEC, que entre varios de sus artículos promueven el uso de energías renovables, la garantía de la seguridad y calidad del suministro eléctrico y el respeto al medio ambiente.

3.1 Sostenibilidad.

Las energías sostenibles son aquellas capaces de satisfacer las necesidades presentes sin comprometer los recursos y capacidades de las futuras generaciones. El futuro energético en el país está ligado al desarrollo de las energías renovables, sobre todo al recurso solar, debido a la ubicación geográfica del Ecuador y porque este recurso se lo puede explotar en cualquier lugar del País. Las energías renovables tendrán una participación creciente para satisfacer la demanda energética futura, sustituyendo las energías fósiles no renovables.

3.1.1 Sostenibilidad energética y ambiental

La sostenibilidad energética es un sistema de consumo de energía eléctrica, en todos los ámbitos (residencial, comercial, industrial), más consciente y respetuoso con el entorno en el que se desarrolle y en los que están aislados de este servicio también, debido a que el uso inconsciente afecta a todo el planeta. Tiene como propósito el uso de energías renovables, la eficiencia, seguridad y el ahorro energético. El desarrollo energético sostenible trata de cambiar el modelo de consumo energético que se da en la actualidad, por uno que ayude a detener los efectos del cambio climático.

“El primer combustible fósil que desaparecerá es el petróleo, luego el gas natural y posterior a esto el ser humano terminará con el carbón. Como indica el primer principio de la termodinámica la energía ni se crea ni se destruye, por ello, la utilización de la energía del sol para producir electricidad o calor, no produce cambios sustanciales en el equilibrio de la tierra” [1]. Una vez agotados los combustibles fósiles, la principal fuente energética serán las energías renovables, complementadas con la fusión nuclear; además la energía nuclear no produce CO₂ principal causante del efecto invernadero pero si afecta al calentamiento global debido a que se obtiene de una parte de la masa terrestre.

La energía eléctrica es un recurso muy importante en el desarrollo tecnológico, social y sobretodo económico de los países, motivo por el cual el desarrollo económico de los países está basado en el consumo de energía, la misma que como principal fuente de suministro tiene a los combustibles fósiles como el petróleo, gas natural, carbón, energía nuclear, etc. La transformación de estos combustibles en energía conlleva efectos adversos sobre el medio ambiente, y pueden tener consecuencias en corto, mediano o largo plazo, ya sea a nivel local o global.

Los principales impactos ambientales que produce la transformación de energía son SO₂ y NO_x (principales causantes de las lluvias ácidas), SF₆, las emisiones de CO₂ que es el principal causante del efecto invernadero y las producción de residuos radiactivos de media y alta actividad, todos estos contaminantes atmosféricos que son los causantes del efecto invernadero. Con la transformación

de energía también existe el riesgo de agotamiento de recursos naturales limitados y de los combustibles fósiles que se fueron formando en la tierra durante miles de años y que en pocas generaciones podrían verse agotados. Por lo que es primordial cuidar de esos recursos, que en parte no afectará en gran magnitud a las generaciones presentes, sino más bien causará efectos negativos e irreversibles en el desarrollo y progreso de las generaciones futuras. Y actualmente en los países desarrollados se denota la irresponsabilidad en el consumo y producción de energía.

La inserción de la energía solar fotovoltaica al medio energético, permite diversificar el suministro eléctrico, lo que incrementa la seguridad del abastecimiento, mejora la calidad del suministro, y la competitividad entre países de una misma región, creando industrias, puestos de trabajo, crecimiento económico y oportunidades de exportación, además la producción de energía mediante paneles solares fotovoltaicos junto con la eficiencia energética, puede reducir significativamente la producción de gases de efecto invernadero y mejorar la calidad del aire.



Figura 3.1 Desarrollo fotovoltaico sostenible
Fuente [22]: www.petroecuador.com.ec

Para conseguir un desarrollo sostenible, enfocándose en la parte energética, se debe dar uso de las energías renovables, empleando el sol que llega al planeta, lo cual no ayudará a potenciar el efecto invernadero ni acelerará el cambio climático, es decir que se reducirán significativamente la emisión de sustancias contaminantes

a la atmósfera y por ende no existiría recalentamiento del planeta.

El principal motivo para utilizar energías renovables es la disminución de la contaminación y eliminar el uso de energías que utilizan recursos naturales limitados.

Tiene como ventajas que con el uso de este tipo de energías se evita depender de otros países, fortaleciendo la soberanía energética y la sostenibilidad de las mismas; son energías limpias que no producen residuos contaminantes difíciles de tratar y no favorecen al cambio climático, además son recursos naturales inagotables; favorece el desarrollo de tecnologías y aumentan los puestos de trabajo al momento de desarrollar los proyectos.

Foros de análisis entre organismos internacionales de energía concluyen que cumplir los siguientes objetivos, promueven un desarrollo energético sostenible:

- a) El reconocimiento de la falta de sostenibilidad del sendero actual de desarrollo energético y de la urgencia en tomar medidas para cambiarlo [23].
- b) Impulsar el papel de las energías renovables en la futura cobertura de la demanda de energía [23].
- c) La existencia de una verdadera cultura de ahorro y de mejora de la eficiencia energética que sea asumida por la población, las empresas y las instituciones, lo que conducirá a un consumo energético moderado y eficiente. Las sociedades están aún distantes de este objetivo: la reciente disminución del consumo tiene como origen la crisis económica únicamente. Se considera importante invertir esfuerzos en la información y educación de los ciudadanos [23].
- d) La investigación y el desarrollo de tecnologías energéticas avanzadas, que conduzcan a procesos más limpios y eficientes de transformación y consumo de energía [23].
- e) Un cambio profundo del paradigma del transporte, de acuerdo a los criterios anteriores, con una participación mucho mayor del transporte público, con mayores impuestos a los combustibles líquidos, con una presencia creciente de los

biocombustibles y con la incorporación de los oportunos cambios tecnológicos [23].

f) Por último, dado que lo anterior no se implementará autónomamente, es necesario la adopción de adecuadas medidas regulatorias que concreten en acuerdos internacionales, leyes y otras normas de diferente rango los objetivos anteriormente expresados [23].

3.1.2 Sostenibilidad económica.

Las instalaciones de energía solar fotovoltaica representan un gran costo de inversión inicial, pero ya una vez en funcionamiento, estos se compensan con los bajos costos variables de producción, esto incidirá en mediano y largo plazo en los costos de generación, y por ende representará un gran beneficio económico a los usuarios, además de los beneficios medioambientales que esto conlleva.

La energía solar fotovoltaica generalmente es generación distribuida, lo cual elimina o minimiza los costos de construcción de toda la infraestructura necesaria para las redes de transporte de energía, además de mitigar los impactos ambientales asociados a la construcción de las mismas. Esta energía aumenta la posibilidad de prescindir las importaciones de energía y de combustibles fósiles de otros países, lo cual exige un mayor número de trabajadores para la instalación y generación de electricidad en Ecuador, y a su vez también aumenta la economía de todo el país.

El ingreso de esta energía trata de mejorar la eficiencia, debido a que cuando existe competencia en un mercado, se producen o se brindan eficientes recursos, lo cual posibilita la disminución de los precios, pero se necesita el cumplimiento de ciertas condiciones para que dicho resultado sea eficiente. El incumplimiento de alguna de estas condiciones puede provocar un fallo de mercado, lo cual haría que el mercado deje de estar en equilibrio, y por ende no se conseguiría brindar los recursos eficientes.

En un fallo de mercado, el costo de la energía no representa la totalidad de los precios de los impactos ambientales que están ligados, ni los valores que se darían

a largo plazo debido al consumo de los combustibles fósiles limitados.

Una sostenibilidad económica se obtiene al implementar una amplia regulación que trate de incluir los costos sociales en el precio de la energía eléctrica, para que los mismos no afecten a todas las sociedades sino solo a los conjuntos o individuos que los provocan. Estos costos sociales pueden ser tanto costos ambientales como de seguridad de suministro a largo plazo.

Para esto se utilizan algunos mecanismos fiscales, incentivos económicos e instrumentos de mercado entre otros, dentro de los cuales se pueden tomar en cuenta algunos de los siguientes:

- Mecanismos fiscales, como impuestos a la energía o a las emisiones que ocasionen contaminaciones atmosféricas o ambientales en general.
- Incentivos económicos, incentivos que fomenten la implementación y uso de energías renovables, la cogeneración de alta eficiencia y los equipos que tengan un consumo eficiente.
- Instrumentos de mercado, como la comercialización de derechos de emisión y de certificados verdes, los mismos que fomenten el uso de energías renovables, para obtener una eficiencia energética al momento del consumo.

Con todo esto, los precios en el mercado pueden lograr que sean competitivas las tecnologías que utilicen energías renovables. La regulación proporcionará al usuario la información óptima para que pueda tomar libremente sus decisiones económicas y sociales, además de conocer todos los valores que conforman el precio final que demanda y todas las implicaciones sociales y ambientales, para de esta manera poderse orientar hacia el ahorro y la eficiencia energética. Y los mayores beneficios para la energía fotovoltaica y su venta a la red se obtendrán a partir de la medición inteligente y la micro generación.

Esta energía además de mejorar el nivel de población del medio rural elevará el grado de bienestar de las personas, amplía la economía de este medio debido a la preservación de actividades competitivas y multifuncionales, además de mejorar su economía con la incorporación de actividades compatibles con un desarrollo sostenible.

La sostenibilidad económica tiene como fin los siguientes pilares básicos sobre todo para un desarrollo rural:

- Mantener y ampliar la base económica del medio rural mediante la preservación de actividades competitivas y multifuncionales, y la diversificación de su economía con la incorporación de nuevas actividades compatibles con un desarrollo sostenible [24].
- Mantener y mejorar el nivel de población del medio rural y elevar el grado de bienestar de sus ciudadanos, asegurando unos servicios públicos básicos adecuados y suficientes que garanticen la igualdad de oportunidades y la no discriminación, especialmente de las personas más vulnerables o en riesgo de exclusión [24].
- Conservar y recuperar el patrimonio y los recursos naturales y culturales del medio rural a través de actuaciones públicas y privadas que permitan su utilización compatible con un desarrollo sostenible [24].

Debido a que los recursos naturales son el pilar fundamental del desarrollo sostenible, tanto en el desarrollo económico, social y medioambiental, la sostenibilidad de las energías no convencionales está vinculada a un desarrollo más sostenible de los recursos. Las principales tareas en las zonas rurales están ligadas a la energía eléctrica como la irrigación, tratamiento de la tierra y fertilización, procesos industriales, bombeo de agua, refrigeración, esterilización para los centros de salud e iluminación de las instalaciones domésticas y comunales. Y las siguientes propuestas serían favorables para un desarrollo sostenible económico.

- Priorizar e impulsar el desarrollo local a través del uso de recursos renovables.
- Intervenir en la creación de empleos permanentes a nivel local.
- Minimizar la alta dependencia de las importaciones de energía sobre todo en periodos de estiaje.
- Fortalecer el suministro de energía para los municipios locales, al turismo verde, zonas protegidas, etc.
- Participar en el desarrollo local, tanto en investigación, en el desarrollo tecnológico e innovación, a través de incentivar proyectos específicos de innovación-investigación adaptados a las necesidades locales.
- Fomentar el importe potencial que presentan las fuentes de energía renovables en el sector turístico.

3.1.3 Experiencia en la Unión Europea.

“El consumo mundial de energía, es miles de veces menor a la energía que fluye desde el sol hacia la tierra, el 80% del consumo global proviene de combustibles fósiles entre los más representativos está el petróleo, carbón, gas natural, etc., la energía nuclear representa el 6%, las grandes centrales hidroeléctricas el 2%, mientras que la biomasa que es la principal fuente de generación entre unos 2000 millones de personas menos desarrolladas energéticamente, representa el 10%”; y la energía proveniente de fuentes renovables como la solar, eólica, mini hidráulicas, etc., representa tan solo el 2% del consumo energético mundial.” [25].

Tomando en cuenta el balance energético de España para el año 2007, y las expectativas para el 2008, lo que se había previsto es favorable, debido a que se observa un gran avance de las energías alternativas, tomando en cuenta el plan de energías renovables para el periodo 2005 – 2010. Las energías renovables representaron un 7% del consumo de energía primaria en el 2007, es decir aumentó un 0.5% respecto a la energía consumida en el 2006, y representa el 19.8% de la energía total producida en España frente a un 17,7% de la electricidad de origen nuclear.

En España en el 2007 el consumo de energía primaria de las fuentes renovables superó por primera vez un equivalente a 10 millones de toneladas de petróleo, con lo que se recalca el 7% del consumo de energía primaria en el 2007. El balance obtenido del año 2007 de energías renovables, demuestra avances significativos en las energías renovables, la capacidad instalada al año 2007 en el área fotovoltaica fue de 341 MW, y únicamente tomando en consideración el propósito para el 2007 en el propio plan, se cumplió el 95% de lo propuesto para obtener energía eléctrica a partir de los recursos renovables.

La política energética actual en Europa promueve la seguridad del suministro, la competitividad y sobretodo la sostenibilidad medioambiental para que el desarrollo energético sea sostenible, y por ende una sostenibilidad económica y avances tecnológicos, el uso de energías renovables desempeñarán un papel importante para eliminar las importaciones de energía y la dependencia de países vecinos e incrementar la diversificación del suministro eléctrico.

En el 2007 a nivel de Europa, se realizó un consejo en Bruselas, en donde se trató y se aprobó un objetivo para todos los países de la región, por medio del cual se propone lograr que las energías renovables representen el 20% del consumo energético de las Unión Europea, en el 2020. Se impusieron compromisos para cada país miembro en función de su PIB per cápita; tomando en cuenta el caso de España, este estado tendrá que aumentar su cuota instalada de energías renovables, de 8.7% hasta 20% en el 2020, por ende tendrá que aumentar sus instalaciones un 11.3%. Para complementar y verificar el cumplimiento de estos objetivos, se expendrán certificados de energías renovables, y los estados que no cumplan o no alcancen los objetivos tendrían que comprar certificados (para compensar su retraso) a otros estados miembros de la comunidad que sobrepasaron las expectativas.

La UE designó una directiva para la verificación de la propuesta establecida, esta misma directiva fue la que promulgó esta normativa. Y hará cumplir los objetivos marcados hasta el 2020, en el medio energético de la UE, a esta normativa se la conoce como 20 - 20 - 20, esto significa que los estados miembros, hasta el año 2020, reducirán un 20% las emisiones de CO₂ con relación a las emisiones

producidas en 1995 y las energías renovables abastecerán el 20% de la energía total demanda en la Unión Europea. Un caso aparte es el de España, cuyos reguladores internos se propusieron que hasta el año 2020 la generación eléctrica mediante energías renovables representará el 40% de toda la energía producida en el país.

La energía solar fotovoltaica, a nivel mundial está mostrando un incremento acelerado, es así que en el 2010 representó un incremento del 132% con respecto al 2009, en el mercado energético mundial, y toda la energía solar fotovoltaica supero en el 50% las previsiones para dicho año. La capacidad de energía fotovoltaica instalada a nivel mundial, a finales del 2010, fue de 39 Gigawatios (GW). La Unión Europea es el líder en instalaciones fotovoltaicas con un poco más de 29 GW de capacidad acumulada instalada, lo que representa casi el 75% del mercado mundial. Alemania es el mercado con más instalaciones fotovoltaicas, con alrededor de 7,4 GW instalados.

Durante la última década, España ha experimentado un crecimiento importante en energía fotovoltaica, basado e incentivado principalmente por la tarifa regulada que representa el principal apoyo político y social, con financiación abundante y ausencia de restricciones. Luego se aprobó el Real Decreto 1578/2008, el cual modificó las tarifas que paralizaron el mercado hasta el 2009. En el año 2010 España era el segundo país de la Unión Europea con instalaciones fotovoltaicas, aproximadamente 3,9 GW; además España es uno de los países que más importan energía dentro de la UE con alrededor del 80%, lo que lo convierte en uno de los más dependientes energéticamente dentro de esa comunidad.

3.1.4 Normativas y regulaciones vigentes en el sector eléctrico ecuatoriano.

En los últimos años se ha tratado de concientizar e impulsar a toda la humanidad, para que utilicen recursos renovables para la obtención de energía eléctrica (para el propósito de este estudio la energía solar fotovoltaica), sobre todo debido a los aspectos adversos al momento de utilizar energías no renovables y por la gran contaminación ambiental a la que está sometida el Ecuador y el mundo entero.

En Ecuador se ha observado esta problemática ambiental y se ha emitido una regulación para generadores mayores a 1 MW, en la cual se busca incentivar la producción de energías limpias, compensando los altos costos de adquisición de los equipos de generación por medio de los costos diferenciados por kWh consumido.

3.1.4.1 Constitución de la Republica.

En la constitución de la República del Ecuador se auspicia y se obliga a tomar acciones respecto a las energías limpias del tipo renovable, los artículos más destacados y que tienen relación con estos temas son los que constan a continuación:

Capítulo primero: Principios generales

Art. 277.-Para la consecución del buen vivir, serán deberes generales del Estado:

- 4. Producir bienes, crear y mantener infraestructura y proveer servicios públicos.
- 6. Promover e impulsar la ciencia, la tecnología, las artes, los saberes ancestrales y en general las Actividades de la iniciativa creativa comunitaria, asociativa, cooperativa y privada.

Capítulo quinto: Sectores estratégicos, servicios y empresas públicas

Art. 313.- El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

Los sectores estratégicos, de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social.

Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley.

Art. 314.- El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias, y los demás que determine la ley.

El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad.

El Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos, y establecerá su control y regulación.

Art. 315.- El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas.

Art. 316.- El Estado podrá delegar la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria. La delegación se sujetará al interés nacional y respetará los plazos y límites fijados en la ley para cada sector estratégico.

El Estado podrá, de forma excepcional, delegar a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de estas actividades, en los casos que establezca la ley.

Sección octava: Ciencia, tecnología, innovación y saberes ancestrales

Art. 385.- El sistema nacional de ciencia, tecnología, innovación y saberes ancestrales, en el marco del respeto al ambiente, la naturaleza, la vida, las culturas y la soberanía, tendrá como finalidad:

1. Generar, adaptar y difundir conocimientos científicos y tecnológicos.
2. Recuperar, fortalecer y potenciar los saberes ancestrales.
3. Desarrollar tecnologías e innovaciones que impulsen la producción nacional, eleven la eficiencia y productividad, mejoren la calidad de vida y contribuyan a la realización del buen vivir.

Art. 386.- El sistema comprenderá programas, políticas, recursos, acciones, e incorporará a instituciones del Estado, universidades y escuelas politécnicas, institutos de investigación públicos y particulares, empresas públicas y privadas, organismos no gubernamentales y personas naturales o jurídicas, en tanto realizan actividades de investigación, desarrollo tecnológico, innovación y aquellas ligadas a los saberes ancestrales.

El Estado, a través del organismo competente, coordinará el sistema, establecerá los objetivos y políticas, de conformidad con el Plan Nacional de Desarrollo, con la participación de los actores que lo conforman.

Art. 387.- Será responsabilidad del Estado:

1. Facilitar e impulsar la incorporación a la sociedad del conocimiento para alcanzar los objetivos del régimen de desarrollo.
2. Promover la generación y producción de conocimiento, fomentar la investigación científica y tecnológica, y potenciar los saberes ancestrales, para así contribuir a la realización del buen vivir, al *sumak kawsay*.

3. Asegurar la difusión y el acceso a los conocimientos científicos y tecnológicos, el usufructo de sus descubrimientos y hallazgos en el marco de lo establecido en la Constitución y la Ley.
4. Garantizar la libertad de creación e investigación en el marco del respeto a la ética, la naturaleza, el ambiente, y el rescate de los conocimientos ancestrales.
5. Reconocer la condición de investigador de acuerdo con la Ley.

Art. 388.- El Estado destinará los recursos necesarios para la investigación científica, el desarrollo tecnológico, la innovación, la formación científica, la recuperación y desarrollo de saberes ancestrales y la difusión del conocimiento. Un porcentaje de estos recursos se destinará a financiar proyectos mediante fondos concursables. Las organizaciones que reciban fondos públicos estarán sujetas a la rendición de cuentas y al control estatal respectivo.

Sección séptima: Biósfera, ecología urbana y energías alternativas

Art. 413.- El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua [26].

3.1.4.2 CONELEC

La regulación emitida por el CONELEC se basa en el artículo 63 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico ecuatoriano, a continuación se cita algunas resoluciones de la REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11, dentro de las cuales se destacan:

- El estado deberá impulsar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales, por medio de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas.

- Para el abastecimiento de la electricidad se debe considerar la diversificación y participación de energías renovables no convencionales, para disminuir la vulnerabilidad y dependencia al momento de generar electricidad a partir de combustibles fósiles.
- Es importante aplicar mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo sustentable de las tecnologías renovables no convencionales, tomando en cuenta que los mayores costos son los de la inversión inicial, los que se compensan con los bajos costos variables de producción, lo cual en un mediano plazo, ayudará a la reducción de los costos de generación y por ende representará un beneficio para los usuarios finales.
- Se debe impulsar el suministro de energía eléctrica hacia zonas rurales y sistemas aislados, en donde no existe el servicio eléctrico, con la instalación de centrales renovables no convencionales, distribuyendo los mayores costos iniciales entre los usuarios del sector.
- Para disminuir en un corto plazo la dependencia y vulnerabilidad energética del Ecuador, es conveniente mejorar la confiabilidad del suministro, para lo que se requiere acelerar el proceso de diversificación de la matriz energética, prioritariamente con energías renovables no convencionales, con lo que se contribuye a la diversificación y multiplicación de los actores involucrados, generando nuevas fuentes de trabajo y la transferencia tecnológica.
- El despacho preferente de centrales de generación eléctrica mediante energías renovables no convencionales será por parte del CENACE.

Esta normativa tiene como finalidad establecer requisitos, precios, periodo de vigencia y forma de despacho de la energía eléctrica entregada al sistema nacional interconectado y sistemas aislados, para la generación de electricidad con fuentes renovables no convencionales.

Como se puede observar, esta regulación trata de compensar los valores iniciales

de inversión, los mismos que son muy altos, mediante el establecimiento de precios que se reconocerán por la venta de energía generada mediante recursos energéticos convencionales [14].

3.1.4.3 Plan Nacional del Buen Vivir

Una vez conocidos los artículos de la constitución, también se plantean estrategias en diferentes carteras del estado y de este modo se crea el plan nacional del buen vivir, en este plan se establecen varios parámetros orientados al aumento del uso de energías alternativas limpias.

6. Estrategias para el período 2009-2013

6.3. Aumento de la productividad real y diversificación de las exportaciones, exportadores y destinos mundiales

El aumento de la productividad real, la diversificación productiva y la diversificación de las exportaciones e importaciones sólo pueden concretarse en el mediano y largo plazo. Para iniciar su avance, debe implementarse en el marco del Plan Nacional para el Buen Vivir, 2009-2013, a través de políticas orientadas hacia:

- Impulsar la economía endógena para el Buen Vivir con tecnologías más limpias y eficientes: para dar el salto cualitativo en la estructura productiva y hacer más sostenible nuestra economía.

6.6. Conectividad y telecomunicaciones para la sociedad de la información y el conocimiento.

El último siglo ha sido testigo de la sofisticación de los procesos productivos y del uso creciente de tecnologías de información y comunicación (TIC). De esta forma, surge la denominada «Sociedad de la Información y el Conocimiento», cuya característica fundamental es la relevancia del trabajo de procesamiento de datos, información y conocimiento, en todos los sectores de la economía.

En consecuencia, la acción estatal en los próximos años deberá concentrarse en tres aspectos fundamentales: conectividad, dotación de hardware y el uso de TIC para la Revolución Educativa. Sin embargo, el énfasis del Estado en tales aspectos implicará el apareamiento de externalidades positivas relacionadas con el mejoramiento de servicios gubernamentales y la dinamización del aparato productivo.

Finalmente, el Estado debe propender al impulso de la investigación y el desarrollo en el sector de las TIC para consolidar la transferencia de conocimientos, aprovechando el carácter transversal del sector. De esta forma, se canalizaría la innovación hacia sectores estratégicos de la economía, donde el valor agregado que proporciona el uso de la tecnología implique una cadena infinita de transferencia de conocimientos e innovación.

6.7. Cambio de la matriz energética

El cambio de la matriz energética tiene varios componentes:

- La participación de las energías renovables debe incrementarse en la producción nacional. Para el cumplimiento de este objetivo, los proyectos hidroeléctricos del Plan Maestro de Electrificación deben ejecutarse sin dilación; y, adicionalmente, debe impulsarse los proyectos de utilización de otras energías renovables: geotermia, biomasa, eólica y solar.
- Al ser el sector de transporte el principal consumidor de energía se vuelve imprescindible trabajar sobre este sector, buscando la eficacia y eficiencia del sistema. El transporte además tiene serias implicaciones ambientales en ciudades en que el alto volumen de tráfico genera problemas de embotellamiento y contaminación ambiental. Es necesario buscar medios más eficientes, en lo económico y energético, para el transporte de personas y mercaderías entre ciudades y al interior de estas. En particular hay que avanzar en el planteamiento de la construcción de un metro para la ciudad de Quito.

Las pérdidas de transformación reúnen tanto a las pérdidas por transformación de energía propiamente dicha (por ejemplo cuando se genera electricidad quemando diésel en una central térmica), cuanto a las pérdidas en la distribución de energía (por ejemplo por evaporación de combustibles en el transporte). En el primer caso, las pérdidas por transformación de energía no sólo son consecuencia de la ley física que dice que los procesos de conversión de energía nunca son eficientes en un 100%, sino que son el resultado de ineficiencias que pueden ser evitadas. La reducción de pérdidas por transformación es una tarea permanente que requiere el análisis técnico respectivo para tomar las acciones necesarias para minimizar al máximo permitido por las leyes de la física las pérdidas de conversión de energía, también la pérdidas en distribución son, a menudo, susceptibles de ser reducidas con las adecuadas medidas técnicas.

- En relación a ciudadanos y ciudadanas, es necesario generar la conciencia del ahorro energético consistente con un consumo sustentable. El programa de sustitución de cocinas a gas (GLP) por cocinas de inducción deberá ejecutarse tan pronto como exista la factibilidad de la generación eléctrica para este plan. Los ahorros energéticos vienen emparejados con la disminución de contaminantes y con la reducción en los impactos en el cambio climático.

6.8 Inversión para el Buen Vivir en el marco de una macroeconomía sostenible.

La primera fase de la estrategia de economía endógena para el Buen Vivir, se enmarca en las siguientes políticas que orientan el destino de la inversión:

- Fortalecer la soberanía energética: a través del incremento de la generación-cobertura y el cambio de la matriz energética hacia tecnologías limpias y más eficientes. Para ello, la intervención del Estado con inversión resulta imprescindible.
- Acumulación de capital: en sectores estratégicos que permitan incrementar la productividad sistémica del país. Se debe concretar inversiones en conectividad y transporte que permitan elevar la productividad nacional. Esta inversión

constituye una base imprescindible para la creación de complejos industriales y enclaves productivos que permiten obtener mayores rendimientos económicos para la economía nacional.

- Invertir y desarrollar capacidades en ciencia y tecnología: transferencia de tecnología y conocimiento aplicado (productividad). Es indispensable para el país crear una plataforma que permita la transferencia, apropiamiento y creación de tecnología aplicada que permita aumentar la productividad de la economía. La dependencia tecnológica externa es una barrera para la consecución del Buen Vivir. El desarrollo de la capacidad endógena que genere tecnología se plantea alcanzar en tres fases: transferencia, apropiación y generación de tecnología. Las inversiones destinadas al desarrollo de estas tres fases tendrán una opción prioritaria desde el Estado.

Objetivos Nacionales Para El Buen Vivir

Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable

Las posibilidades de diversificación de la matriz energética

Algunos aspectos claves sobre la matriz energética del Ecuador:

- La excesiva dependencia de combustibles fósiles ha aumentado la vulnerabilidad del país.
- Se ha invertido muy pocos recursos en buscar fuentes diversas de generación energética.
- El 80% del gas natural se desperdicia, ya que no se inyecta en las formaciones geológicas o se lo procesa para el uso doméstico
- Hay muy poco impulso para la utilización de energía geotérmica, eólica o solar. No se presentan estrategias claras para incentivar a los consumidores y empresarios a generar energía renovable.

- Hay un incremento sostenido en la demanda de energía para el transporte y la industria, que ha aumentado de 36 a 55% en los últimos 16 años.

Depender de la generación hidroeléctrica, es potencialmente peligroso, puesto que la variabilidad en los regímenes de lluvias aumenta, como consecuencia del cambio climático, y es necesario prever años de sequía graves. De ahí la necesidad de impulsar la generación de proyectos de fuentes alternativas como son la geotérmica, mareomotriz, eólica, solar.

La contaminación ambiental

Debido al acelerado y desordenado crecimiento urbano, aún podemos notar la persistencia de problemas como: (1) contaminación atmosférica asociada al transporte, industria, minería y generación eléctrica; (2) altos índices de contaminación hídrica, por la disposición sin tratamiento de residuos líquidos domiciliarios e industriales; (3) inadecuado manejo del crecimiento urbano, con la consecuente degradación ambiental expresada en la congestión, contaminación, ruido, diseminación de desechos, hacinamiento, escasez de áreas verdes de recreación, violencia social e inseguridad; (4) crecimiento inusitado del parque automotor; (5) inadecuado manejo y disposición de residuos sólidos, domésticos e industriales, particularmente los peligrosos como los hospitalarios; (6) inexistencia de un sistema nacional de información sobre calidad ambiental.

Política 4.3. Diversificar la matriz energética nacional, promoviendo la eficiencia y una mayor participación de energías renovables sostenibles.

- a. Aplicar programas, e implementar tecnología e infraestructura orientadas al ahorro y a la eficiencia de las fuentes actuales y a la soberanía energética.
- b. Aplicar esquemas tarifarios que fomenten la eficiencia energética en los diversos sectores de la economía.
- c. Impulsar la generación de energía de fuentes renovables o alternativas con enfoque de sostenibilidad social y ambiental.

- d. Promover investigaciones para el uso de energías alternativas renovables, incluyendo la mareomotriz y la geotermia, bajo parámetros de sustentabilidad en su aprovechamiento.
- e. Reducir gradualmente el uso de combustibles fósiles en vehículos, embarcaciones y generación termoeléctrica, y sustituir gradualmente vehículos convencionales por eléctricos en el Archipiélago de Galápagos.
- f. Diversificar y usar tecnologías ambientalmente limpias y energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto en la producción agropecuaria e industrial y de servicios.

Metas

4.3.1. Aumentar en 1.091 MW la capacidad instalada, hasta el 2013, y 487 MW más hasta el 2014.

4.3.3. Alcanzar el 6% de participación de energías alternativas en el total de la capacidad instalada hasta el 2013.

Objetivo 5: Garantizar la soberanía y la paz, e impulsar la inserción estratégica en el mundo y la integración Latinoamericana

Soberanía Energética

La historia reciente de la región refleja la importancia de los países por propender hacia un suministro energético propio, en cantidades suficientes, con precios competitivos y que no degraden el medio ambiente. El reto es pasar de ser importadores netos de energía a ser exportadores. El contar con fuentes propias de suministro energético trasciende lo económico y financiero, puesto que no sólo se trata de abaratar los costos sino de tener una posición soberana que no puede verse comprometida por presiones externas o amenazas de interrupción de flujos.

La soberanía energética es, además, imprescindible en los esfuerzos del gobierno por lograr el cambio de matriz energética. Consciente de las transformaciones venideras por consecuencia del pico petrolero y gasífero (Brown, 2006), el gobierno apunta hacia formas alternativas de generación energética, con grandes proyectos hidroeléctricos para aprovechar al máximo nuestro potencial hídrico, sin descartar otras fuentes de energía como la eólica, geotérmica o biocombustibles de segunda generación, procurando reducir al mínimo los impactos negativos en el medio ambiente, con tecnologías limpias y adecuadas.

En el marco de esta soberanía, Ecuador tiene el reto de posicionarse de la mejor manera posible dentro de los corredores energéticos de la región y el continente. La integración latinoamericana dependerá en gran medida de los vínculos concretos que tengan las naciones a través de sus Estados. En iniciativas regionales de integración energética, Ecuador puede ganar más peso en la región Andina y en Suramérica.

Objetivo 11: Establecer un sistema económico social, solidario y sostenible

Políticas y Lineamientos

Política 11.4. Impulsar el desarrollo soberano de los sectores estratégicos en el marco de un aprovechamiento ambiental y socialmente responsable de los recursos no renovables.

a. Impulsar el funcionamiento articulado y eficiente de las empresas y entidades públicas en la gestión de todos los sectores estratégicos.

Política 11.5. Fortalecer y ampliar la cobertura de infraestructura básica y de servicios públicos para extender las capacidades y oportunidades económicas.

a. Fortalecer la capacidad de provisión de servicios públicos de agua potable, riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones y vialidad para la producción, buscando mecanismos de co-financiamiento cuando sea necesario.

e. Mejorar y ampliar la cobertura del sistema eléctrico, promoviendo el aprovechamiento sustentable de los recursos renovables.

f. Dotar de infraestructura y equipamiento que facilite las actividades autónomas de producción, comercio y servicios.

Objetivo 12: Construir un Estado democrático para el Buen Vivir

8. Estrategia Territorial Nacional

8.5.2. Generación, transmisión y distribución de energía: En los últimos 15 años, el país ha experimentado una fuerte dependencia de combustibles fósiles, generando un cambio notable en su matriz energética. La energía eléctrica producida de fuentes térmicas equivale al 43,3% en la actualidad, mientras las provenientes de fuentes hidroeléctricas es de 45,3% (CONELEC, 2009).

El desarrollo del sector energético es estratégico para el Ecuador. En esta perspectiva el desarrollo del sector deberá garantizar el abastecimiento energético a partir de una apuesta a la generación hidroeléctrica que permita reducir de manera progresiva la generación termoeléctrica y un fortalecimiento de la red de transmisión y subtransmisión, adaptándola a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda de electricidad.

Esto deberá complementarse con la inserción paulatina del país en el manejo de otros recursos renovables: energía solar, eólica, geotérmica, de biomasa, mareomotriz; estableciendo la generación de energía eléctrica de fuentes renovables como las principales alternativas sostenibles en el largo plazo.

Todas estas intervenciones deberán mantener el equilibrio ecológico de las fuentes, para lo cual deberán respetarse exigentes normativas ambientales. Todo ello estará acompañado por políticas de distribución equitativa de la energía, pues es un insumo imprescindible para la industria nacional y el desarrollo productivo del país [27].

3.2 Seguridad de suministro

En la constitución del estado, Art. 375 numeral 6; el estado garantiza la dotación ininterrumpida de los principales servicios, entre ellos la electricidad; en otras palabras el gobierno garantiza el suministro eléctrico para todos los ecuatorianos.

En este contexto, las energías renovables contribuyen decisivamente a la garantía del suministro energético a largo plazo, en tanto que son fuentes energéticas autóctonas e inagotables. El recurso a las energías renovables como es el caso de la energía eléctrica fotovoltaica permite reducir la dependencia energética de las grandes centrales hidroeléctricas o termoeléctricas con las cuales se cuenta ahora.

3.2.1 Suministro de energía eléctrica a largo plazo.

Como versa en líneas anteriores la seguridad del suministro eléctrico es responsabilidad y una obligación del estado ecuatoriano, pero que implica la seguridad del suministro, que se necesita para abastecer a todos los usuarios de una buena manera; a continuación algunos de los parámetros necesarios para cumplir este requerimiento:

- Redes eléctricas robustas.
- Mecanismos de solidaridad para la seguridad del suministro.
- Promoción de generación endógena (renovables).
- Diversificación energética.
- Infra-estructuras de generación robustas y que puedan abastecer demanda en horas pico.

De los parámetros nombrados anteriormente se va a tener en cuenta dos de ellos, que son la promoción de generación endógena y la diversificación energética; los cuales guardan relación con este tema de estudio.

El objetivo de la operación o gestión técnica de un sistema eléctrico es siempre la calidad y la fiabilidad del suministro. La calidad de la energía eléctrica considera los siguientes parámetros:

- Las oscilaciones armónicas.
- Las fluctuaciones de tensión.
- La frecuencia de distribución.
- Subidas de tensión o picos.
- Baja de tensión o interrupciones en el suministro a las instalaciones conectadas.

La fiabilidad del sistema eléctrico tiene dos componentes, continuidad y seguridad. La continuidad es la capacidad del sistema para suministrar la electricidad necesaria a los clientes en todo momento.

La seguridad de suministro en el corto plazo es la capacidad del sistema para soportar perturbaciones repentinas tales como cortocircuitos o pérdidas no previstas de las instalaciones, es decir, garantizar una operación diaria segura, y la seguridad de suministro a largo plazo, que debe garantizar en todo momento una producción suficiente para atender la demanda y capacidad de transporte y distribución.

Sin embargo, ningún sistema eléctrico puede ser ciento por ciento fiable, ya que habrá siempre una pequeña posibilidad de fallos de importancia en las centrales eléctricas o en las líneas de transmisión cuando la demanda sea alta. El mayor grado de fiabilidad relativa se trata de alcanzar por los operadores de los sistemas eléctricos mediante diferentes mecanismos técnicos, regulatorios y económicos que intentan atenuar las discontinuidades en el suministro eléctrico y ajustar las curvas de oferta y demanda de la forma más eficiente posible. Pero todos estos sistemas y mecanismos nunca serán suficientes por si solos para garantizar plenamente la fiabilidad del suministro. La fiabilidad será mayor cuanto mayor y más flexible sea la potencia de respaldo o de reserva para atender necesidades críticas. Pero la potencia de reserva, que permanece ociosa cuando no es requerida, también incrementa los costes totales del sistema, por lo que tampoco resulta razonable incurrir en un exceso de sobrecapacidad. Ese delicado equilibrio entre fiabilidad suficiente a un costo eficiente es el gran reto de los operadores de los sistemas eléctricos actuales.

Cuando se analiza la idoneidad de cada tecnología para aportar suministro eléctrico a largo plazo, las comparaciones tendrán que tener presente las ventajas e inconvenientes de cada una de ellas integrada en el modelo que se considere, es decir, valorando el conjunto del funcionamiento real de los sistemas eléctricos. Así, a menudo, la producción de energía renovable está localizada de forma más distribuida a lo largo de la red eléctrica que la localización de las grandes centrales eléctricas convencionales, lo que se reduce el riesgo de caídas inesperadas de grandes volúmenes de producción individuales. Pero por otra parte, la discontinuidad y la no gestionabilidad de gran parte de la generación de la energía renovable reducen la probabilidad de que la generación de esa energía esté disponible en volumen suficiente cuando se la necesita y, sin embargo, puede estar disponible en exceso en otros momentos, añadiendo complejidad a la operación del sistema. Un ejemplo es el caso de España, al no tener una gestión adecuada de la energía renovable con la que cuentan hace que en momentos esta energía cubra el 54% de la demanda pero cuando la demanda aumenta apenas alcance a cubrir el 1% de la misma.

Por otro lado se analiza un modelo basado en carga base inflexible aportado por grandes centrales eléctricas, por ejemplo de origen nuclear o de carbón, puede garantizar la disponibilidad de energía en esos momentos de demanda pico, pero, por su propia inflexibilidad resulta ineficiente y en exceso costosa en momentos de menor demanda, ya que deben encontrarse en funcionamiento permanente para resultar eficiente su producción. Ese funcionamiento mínimo o mínimo técnico es distinto según la tecnología de que se trate y otorga mayor o menor flexibilidad a los sistemas. Con mínimos técnicos altos en las tecnologías que ofrecen carga base o potencia de respaldo, el sistema será muy inflexible y, por tanto, ineficiente. En Finlandia, por ejemplo, se planificó la expansión de la central nuclear de Olkiluoto para generar 1.600 MW adicionales e iba a entrar en operación en 2012. Distintos problemas han retrasado su ejecución y puesta en operación pero lo relevante es que para la viabilidad económica de esta expansión se requiere una línea de transporte submarina de 800 MW desde Olkiluoto hasta Suecia a fin de exportar el excedente de producción de electricidad cuando el sistema danés no pueda consumir todo lo producido con la nueva aportación de la central nuclear.

Es por esa necesidad de combinar las ventajas y los inconvenientes de cada tecnología, considerando su integración en un sistema eléctrico complejo, que no tendría sentido pretender resolver las deficiencias de cada tecnología con soluciones o remedios individualizados para cada una de ellas. Además, supondría un sobre costo difícil de asumir, por un exceso de potencia de reserva para atender una demanda de pico, que quedaría ociosa en los momentos de menor demanda y un exceso de producción en carga base inflexible que no podrían exportarse ni aprovecharse por no contar con interconexiones suficientes para la exportación.

Sin embargo, esta situación es teórica y extrema y salvo excepciones muy aisladas no se da en la práctica, ya que las instalaciones operan integradas en sistemas complejos además de contar en algunos casos con tecnologías que permiten almacenamiento.

Los sistemas eléctricos convencionales han ido desarrollando distintas tecnologías y mecanismos técnicos y regulatorios según iban surgiendo nuevas necesidades al incrementarse la complejidad de la gestión técnica del sistema para ofrecer calidad y seguridad de suministro. Básicamente los sistemas eléctricos han sido diseñados a partir de lo que ya existía anteriormente y, por ello, las mejoras se han implementado dando por hecho que son las grandes centrales eléctricas (hidroeléctricas, de carbón o nucleares) las que han de suministrar la carga base al sistema operando casi constantemente a capacidad máxima. Estas unidades centralizadas o de elite son recursos de generación inflexibles; no pueden seguir la carga, es decir, la mayoría no pueden subir o bajar su producción a lo largo del día para adaptarse a la demanda.

Cambiar su capacidad operativa es ineficiente y costoso, y las unidades grandes centralizadas requieren una importante inversión en infraestructura de red. Esta inflexibilidad no era muy problemática cuando la diferencia entre el pico y el valle de demanda no era muy notoria. Pero en las sociedades modernas esa distancia entre pico y valle se ha incrementado muy considerablemente y, por tanto, la inflexibilidad del sistema eléctrico se convierte en causa de ineficiencias económicas importantes. Por ello, se siguen desarrollando cada vez instrumentos

más complejos para, desde el lado de la oferta, hacer más flexible el parque generador, y desde el lado de la demanda, conseguir achatar el pico de demanda y elevar el valle, acortando la distancia entre picos y valles.

Los servicios complementarios o de ajuste, ofrecidos por cada planta de generación con arreglo a sus posibilidades tecnológicas y con arreglo a precios determinados con mecanismos de mercado, mantienen el equilibrio físico y protegen en todo momento la calidad y la seguridad del suministro en el sistema eléctrico ofreciendo flexibilidad desde el lado de la oferta. Desde el lado de la demanda, se están desarrollando mecanismos de gestión de la demanda para que los clientes puedan tomar decisiones de consumo eficiente e influir en la cantidad y momento del uso de electricidad. Lógicamente implica el uso de tecnologías de la información avanzadas. La participación de la demanda aumenta la competencia en los mercados eléctricos y ofrece un enorme potencial para regular recursos, pero exige el desarrollo de redes inteligentes (smart grid).

Para mejorar la fiabilidad del sistema se puede recurrir también a tecnologías de almacenamiento de energía. El almacenamiento por bombeo puede considerarse una tecnología tradicional porque está operativo desde hace más de 100 años. Es un tipo de generación hidroeléctrica que puede almacenar energía. Se bombea agua desde un depósito situado a menor elevación hasta una elevación mayor durante el tiempo que se dispone de abundancia de agua y no se está en pico de demanda. Durante periodos de gran demanda de electricidad, el agua almacenada se suelta por turbinas. Las pérdidas durante el proceso de bombeo hacen de la central un consumidor neto de energía, aunque el sistema consigue beneficios vendiendo más electricidad durante periodos de gran demanda. La ventaja del almacenamiento por bombeo es que reduce la distancia entre pico y valle, al aplanar la punta al aportar oferta en horas pico y elevar el valle al consumir energía en horas valle. Es el sistema de almacenamiento más extendido, se produce con energía renovable y además, las centrales de almacenamiento por bombeo, al igual que otras centrales hidroeléctricas, pueden responder a cambios de carga en cuestión de segundos.

Un proyecto alternativo que se está empezando a desarrollar en algunos sistemas eléctricos, como el español, es la idea del concepto del “vehículo a la red”. Se

apoya en vehículos eléctricos equipados con baterías que pueden cargarse durante los momentos de superávit de generación renovable y descargarse para inyectar electricidad en momentos pico o servicios complementarios al sistema eléctrico mientras están estacionados, es decir, pueden utilizarse para dotar de una mayor flexibilidad al sistema eléctrico. Podría crearse una central eléctrica virtual agregando los vehículos eléctricos para que participen en los mercados relevantes de la electricidad, ofertando o demandando suministro según las necesidades del sistema. Lo fundamental será que se diseñen mecanismos regulatorios e incentivos para que la oferta de estos vehículos o de las centrales virtuales se produzca en horas pico y la demanda o recarga, en horas valle, ya que de lo contrario puede volverse aún más compleja la gestión del sistema.

Aunque pueda parecer que se trata de ensayos experimentales parece que existe una voluntad decidida de facilitar diseños regulatorios que favorezcan ese tipo de mecanismos. No hay que olvidar que el vehículo eléctrico no solo da respuesta al problema del almacenamiento de energía para achatar las puntas de carga del sistema eléctrico. Actualmente el transporte es responsable de más del 40 por ciento del consumo de energía y origina el 25 por ciento de las emisiones de gases de efecto invernadero, y si se realiza la comparación entre autos normales y autos eléctricos se tiene que el vehículo eléctrico tiene cada cien kilómetros un costo de entre dos y cuatro dólares, mientras que con un coche convencional, en el mismo trayecto, se invierten entre nueve y catorce dólares, con lo que el gasto se reduce hasta cuatro veces. Aunque lo cierto es que el alivio del problema medioambiental solo se producirá si la energía eléctrica consumida por vehículos eléctricos se genera a su vez de fuentes renovables.

Existen otras aplicaciones que se están experimentando o incluso ya están en operación, como las instalaciones de energía termoeléctrica de alta temperatura con capacidad de almacenamiento mediante un sistema de sales fundidas que acumulan calor suficiente para generar energía eléctrica cuando el flujo solar no está disponible, o la producción de hidrógeno a partir del excedente de generación eléctrica con energía eólica, hidrógeno que posteriormente se emplea para generar energía eléctrica.

Cuanto más instalaciones, más tecnologías, más amplitud en la interconexión como sistema, más tecnología de previsión, operación y control, más capacidad de almacenamiento y regulación, el ratio de potencia de respaldo o de reserva habrá de reducirse muy significativamente y obtenerse más eficientemente. Hoy en día ya se puede contar con experiencias sobre cómo se comporta un sistema eléctrico moderno cuando recibe un gran volumen de energía renovable fluyente y en el futuro inmediato habrá de admitir volúmenes aún mayores sin riesgo para la seguridad del suministro.

Si bien es cierto el Ecuador es un país con muchos recursos hídricos que nos dan la idea de una generación abundante y que con la implementación de nuevos proyectos logrará satisfacer la demanda de todos los usuarios, este no es un recurso en el cual se pueda confiar al ciento por ciento como se lo ha visto en años pasados durante los períodos secos que a veces llegan al país y con ellos los estiajes y los apagones.

Por este motivo se trata de promover la creación de nuevas fuentes de electricidad, fuentes alternativas que no contaminen el medio ambiente, fuentes viables y rentables, fuentes que tengan el respaldo del gobierno y que garanticen un suministro eléctrico permanente, dejando de depender solo del agua y del estado.

Por tal motivo las energías renovables como la energía eléctrica fotovoltaica son fuentes de generación constantes que a largo plazo van a garantizar el suministro de electricidad a cada uno de los consumidores que quieran implementarlo.

3.2.2 Energía eléctrica en zonas rurales y sistemas aislados.

El sector rural en Ecuador comprende buena parte de las comunidades nativas poco desarrolladas, que se caracterizan por consumos de energía bajos y en general carecen de servicios básicos, entre ellos el de servicio eléctrico.

Los resultados del VI Censo de Población y V de Vivienda realizado en

noviembre del 2001, evidenciaron que alrededor del 89% de la población ecuatoriana disponía del servicio eléctrico, correspondiendo un 79% de cobertura en el sector rural y un 91,5% en el sector urbano, sin embargo el CONELEC determinó que, la diferencia entre el número de personas que aseguraban tener suministro eléctrico y el número de usuarios registrados por las empresas distribuidoras, se tenía una diferencia de 300 mil abonados, lo cual indica que existen hogares conectados ilegalmente o que su suministro proviene de una generación que no es parte de la red del sistema nacional, por tanto no disponen de un real abastecimiento eléctrico; los valores anteriores entonces son erróneos y la verdad es que se tiene un abastecimiento total de alrededor del 78%.

El programa que lleva a cabo el estado para el abastecimiento eléctrico a zonas rurales y urbanas marginales tiene el nombre de FERUM (Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal), este fondo fue modificado por el mandato 15, antes obtenía los fondos de los consumidores comerciales e industriales mediante el cobro del 10% en la planilla de pago, luego del mandato 15 se eliminó ese aporte y el estado a través del ministerio de finanzas entrega al fondo de solidaridad los recursos necesarios para este tipo de proyectos.

El CONELEC es el organismo encargado de aprobar los proyectos y los encargados de desarrollarlos son las empresas distribuidoras propias del sector.

3.2.2.1 Usos de la electrificación rural.

En un estudio realizado anteriormente, cuyo objetivo fue determinar las principales actividades económicas a las que se dedican los moradores del sector rural, y que tomó como muestra a 350 clientes de la Empresa Eléctrica CENTROSUR; dice lo siguiente.” se dedujo que el 86% de encuestados se dedican principalmente a la agricultura y las artesanías, por lo que utilizan la energía eléctrica solamente como apoyo mínimo para su trabajo” [28].

Principales actividades del sector rural

Actividad	Porcentaje
Agricultura	69%
Artesanías	17%
Trabaja fuera del sector	5%
Otros	9%

Tabla 3. 1 Actividades del sector rural en Ecuador.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Los usuarios que no utilizan energía eléctrica para su trabajo, sino únicamente para alumbrarse o para las labores del hogar representan el 82% del total; el 6% utiliza la energía como base para su trabajo y un 12% la usan como apoyo, pero no específicamente como medio para su sustento.

Los aparatos eléctricos que más utilizan los clientes encuestados son lámparas incandescentes, con un promedio de 4 a 5 lámparas por vivienda, un radio y una televisión y apenas el 5% posee herramienta para su trabajo.

El promedio de tiempo diario de uso de los aparatos eléctricos es de 3 a 3,5 horas al día.

En consecuencia el consumo eléctrico de este tipo de clientes sería muy bajo y la inversión en nuevas líneas de transmisión no sería justificada, es por eso que se debe implementar una política de estado en la cual se apoye el uso de energías alternativas como la fotovoltaica para comunidades que se encuentren muy alejadas y que deseen contar con suministro eléctrico para satisfacer sus necesidades básicas.

Claro que estos requerimientos no son nuevos y el CONELEC ya los ha hecho públicos en el capítulo 9 del documento PME0920, en el cual destacan los enfoques con los que se asignarían a las comunidades rurales; y estos son:

1. Desarrollar programas de energización rural para llegar a todas las regiones, mediante la construcción y extensión redes eléctricas en donde sea posible y de instalar sistemas eléctricos eficientes con el uso de energías renovables.
2. Desarrollar programas de electrificación para el sector urbano-marginal, para nuevos usuarios.

La población que se beneficiaría del servicio eléctrico tiene las siguientes características:

- Está alejada de los centros poblados.
- Tiene baja densidad poblacional.
- Requiere de inversiones considerables por vivienda.
- Las familias son numerosas y pobres, con índices bajos de cobertura en salud, educación, vías de acceso, comunicación, etc.
- Las zonas rurales que aún no disponen de servicio eléctrico en su mayoría están habitadas por colonos y nacionalidades Kichwua, Shuar, Achuar, Cofán, Secoya, Huaorani, Siona, Shiwiar, Záparo, Cayapas, Awa y otras.
- No hay capacidad de gestión local para conseguir servicios como el de energía eléctrica, los dirigentes desconocen las posibles fuentes de financiamiento y muchas veces no les interesa gestionar la consecución de las mismas.
- La voluntad y capacidad de pago es baja, como consecuencia de factores económicos y socioculturales.
- Los bajos ingresos económicos se destinan a financiar los gastos de subsistencia, su condición es de pobreza extrema, muchas veces cae en la indigencia [29].

Y como se nota en los párrafos anteriores el organismo regulador y que a su vez califica los proyectos que se realizarán con el FERUM es el que pide tomar en cuenta las energías renovables como una alternativa al problema de las

comunidades rurales y alejadas y que conformarían sistemas aislados.

3.2.3 Acceso y conexión

La regulación del acceso y la conexión a la red eléctrica de las nuevas instalaciones de producción de electricidad a partir de fuentes renovables es un elemento tan importante como su regulación económica.

El acceso a la red constituye pues un derecho de productores y consumidores, para que las energías de los primeros puedan fluir hasta los segundos en el marco del mercado eléctrico. La conexión a la red está constituida por los elementos físicos y de seguridad mediante los cuales se puede materializar el derecho de acceso.

La Ley únicamente restringe el derecho de acceso cuando puede ponerse en riesgo el suministro de electricidad, y para que pueda ser ejercido este derecho de la forma más amplia posible, en aras de alcanzar los objetivos de planificación, habiendo incorporado hasta el momento la regulación el principio de inexistencia de reserva de capacidad, declarando que las instalaciones ya conectadas no tienen preferencia para evacuar su energía sobre las nuevas.

En el caso de sobreinstalación de capacidad de generación, las posibles congestiones se deben resolver, a corto y medio plazo, aunque para el caso de las energías renovables se debe declarar su acceso preferente. En el largo plazo, será la planificación (y en este caso, la regulación de la distribución) la encargada de resolver las congestiones para que estas incidencias no pasen a mayores.

Al pensar en nuevas instalaciones que produzcan energía suficiente para solventar su carga y a la vez tengan la disponibilidad de entregar a la red sus excedentes, se debe pensar que a largo plazo tal vez la mayoría de consumidores pasen a ser generadores pero estos necesitarán un aporte o una prima por parte del estado para que se vea una retribución a su inversión, aunque en algunos casos por ejemplo en los clientes industriales será necesario un gasto adicional con el cual se

asegure que la línea de distribución por la cual va a enviar su aporte al sistema esté en buenas condiciones y no sea un problema a la hora de transportar excedentes.

La normativa española en el Real Decreto 1995/2000 artículo 53 numeral 3 señala lo siguiente sobre el aporte al sistema eléctrico por parte de un consumidor:

“El acceso a la red de los consumidores cualificados, podrá llevarse a cabo directamente o, en su caso, a través de los comercializadores con los que pudieran contratar el suministro. En cualquier caso, el acceso a la red corresponde al consumidor cualificado, por lo que, en su caso, el comercializador deberá cursar una solicitud por cada uno de los puntos de conexión en los que físicamente están conectados dichos consumidores [30].”

Es decir en el contrato básicamente intervienen dos actores, que para el caso español es el cliente y el comercializador y haciendo una analogía en Ecuador sería el cliente y la empresa distribuidora propia del sector.

3.3 Fomento de las energías renovables.

Como se ha mencionado en partes del tema anterior se debe dar un fomento al uso de energías renovables, ya que por ser tecnologías nuevas son un poco caras y debido a esto no se ha generalizado su uso aún, pero como es el caso del resto de tecnologías a medida que se vaya avanzando y que se vaya aprendiendo más al respecto se podrá abaratar costos y se conseguirá un uso generalizado de este tipo de energías.

3.3.1 Fomento de energías renovables en la Unión Europea.

El continente europeo es el lugar donde mayor importancia se le ha dado al desarrollo e implementación de sistemas no tradicionales de generar energía eléctrica, claro que esto se explica debido a que ya no tienen más recursos hídricos por explotar y a la contaminación que producen las plantas donde se quema derivados de petróleo o carbón para producir electricidad.

Además de lo nombrado anteriormente el desarrollo no solo se basa en el enriquecimiento de cada nación a cualquier costo, ahora el desarrollo también considera el daño ambiental que produce y se trata de vivir en buenas condiciones y en un entorno agradable.

3.3.1.1 Marco político actual de la Unión Europea.

El marco político actual de la unión europea se estructura en base a tres objetivos principales para 2020:

- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20 % respecto a las de 1990 en la UE;
- Una cuota del 20 % de fuentes de energía renovables en el consumo energético de la UE con una meta específica para los Estados miembros;
- Ahorro del 20 % en el consumo de energía de la UE respecto a las proyecciones [31].

En este tema se enfocará la atención en el aumento del 20% de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables.

Para alcanzar el objetivo del 20 %, la directiva de energías renovables establece objetivos nacionales obligatorios. A tal fin los Estados miembros pueden utilizar regímenes de ayuda y aplicar medidas de cooperación ya sea entre estados miembros o con terceros estados que no pertenezcan a la Unión. Para incentivar el desarrollo de energías renovables y en este caso el desarrollo de energía solar fotovoltaica se dio apoyo a la inversión y desarrollo de esta tecnología que ellos la conocen como I+D; además desde que sea elaborado una directiva respecto al tema se ha avanzado mucho más rápido de lo previsto. Los productores de energías renovables cada vez más se están convirtiendo en agentes importantes del mercado energético a nivel europeo y con esto acercándose cada vez más a su meta.

Con el crecimiento de los mercados de energía renovable se muestra también una

madurez en lo que se refiere a la tecnología para incrementarlos. Lo que se puede ver claramente debido a la baja en el coste medio de los sistemas fotovoltaicos en un 48% según los datos de la Unión Europea, y también una reducción del 40% del costo de los paneles desde el año 2010. Sobre la base del crecimiento que ha sido impulsado por las nuevas políticas gubernamentales de apoyo, así como por las reformas desarrolladas en este ámbito y la supresión de las barreras comerciales se prevé que los costos bajen aún más. Lo que se busca es que los sistemas fotovoltaicos sean competitivos en diversos mercados (transporte, calefacción, suministro de electricidad) de aquí a 2020. Para lograr los objetivos de competitividad con generadoras de tipo tradicional, se requiere un compromiso político en relación a los marcos reglamentarios que apoyan la política industrial, el desarrollo de este tipo de tecnologías y la reducción o supresión de las distorsiones del mercado.

En resumen la comunidad europea está utilizando todas las herramientas que tiene a su alcance para un desarrollo sostenible de energías renovables y en especial en el proceso de abaratar sus costos para que sean competitivas en el mercado y así dejar de depender de la energía proveniente de la quema de carbón y de derivados de petróleo, entre sus principales políticas a tomar en cuenta se tienen las siguientes:

- Deben revisarse las políticas que obstaculizan las inversiones en energías renovables y, en particular, eliminarse progresivamente las subvenciones a los combustibles fósiles.
- Dada la complementariedad de las políticas en materia de clima y energías renovables, es necesario un mercado del carbono eficiente, así como unos impuestos a la energía bien concebidos, a fin de proporcionar a los inversores incentivos claros y firmes para que inviertan en tecnologías de bajas emisiones de carbono y en su desarrollo.
- Las energías renovables deben integrarse progresivamente en el mercado, reduciendo las ayudas o eliminándolas, y con el tiempo

contribuir a la estabilidad y la seguridad de la red, en pie de igualdad con los generadores de electricidad convencionales y con precios eléctricos competitivos. A más largo plazo, es preciso garantizar condiciones de competencia equitativas [31].

Estas son las políticas a nivel de la comunidad europea para cumplir los objetivos conocidos como 20/20/20 (Para el año 2020 tener un 20% de generación con energías renovables y un 20% de reducción de emisiones de carbono comparadas con el año 1995), pero cada país miembro de la comunidad debe elaborar su propio plan de acción y desarrollarlo en la medida de sus posibilidades.

3.3.1.2 Fomento de la energía fotovoltaica en España.

Desde el año 2000 se está integrando el suministro de energía solar fotovoltaica a la red, antes esta actividad estaba fomentada por el pago de primas a los productores por cada kW/h (kilovatio/hora), para el año 2004 en España esta energía era una parte muy pequeña de lo que representaban las energías. Pero luego a través del Plan de Fomento de Energías Renovables, la instalación de paneles fotovoltaicas ha ido creciendo un 40% cada año.

“La Comisión Nacional de Energía es desde noviembre de 2009 la encargada directa de gestionar el pago de las instalaciones fotovoltaicas, y quien quiera cobrar por sus kilovatios/hora verdes tiene que estar registrado en los archivos del órgano regulador” [32].

La energía solar fotovoltaica ha ido ganando terreno en varios sectores de la sociedad española, sobre todo en el residencial, se habla que son cientos de hogares los que cuentan con este tipo de generación eléctrica, cada vivienda cuenta con una generación de entre tres y cinco kilovatios.

Por generar electricidad limpia el propietario recibe una tarifa bonificada de la compañía distribuidora, que está fijada por la Comisión Nacional de Energía.

Entre 2004 y 2007, el consumo de energía a partir de renovables se incrementó en un 10% (de 9.152 a 10.228 Ktep). La tendencia y las previsiones son ascendentes, se prevé que el 12,3% del consumo de energías primarias corresponderá a las renovables. La industria fotovoltaica, aportó un 0,62% del PIB entre 2006 y 2008 y mantuvo 93.000 empleos durante 2009.

Este es un claro ejemplo que con una política de gobierno correcta y que auspicie e incentive la instalación de energías alternativas, la población va a invertir en estos procesos, porque además de tener una relativa suficiencia de energía eléctrica independientemente de lo que pase con las grandes centrales se obtiene un beneficio económico con el cual se puede solventar la inversión inicial.

3.3.1.3 Fomento de la energía fotovoltaica en Portugal.

El mercado eléctrico portugués es un tanto más parecido al mercado eléctrico ecuatoriano debido a que ellos basan el suministro de electricidad en hidroeléctricas, pero aun así se está involucrando a la energía fotovoltaica y a otros tipos de energías renovables en el mercado eléctrico mayorista de ese país.

Sus objetivos son claros, desarrollarse en forma paralela a los demás países miembros de la comunidad y a la vez incrementar la generación para poder satisfacer su propia demanda y las exigencias de la comunidad.

“Las debilidades estructurales de nuestro sector energético constituyen la principal justificación para que la actual política energética en Portugal este muy enfocada hacia el desarrollo de los recursos endógenos de base renovable y la apuesta clara en la eficiencia energética, tratando de aumentar la diversificación, reducir la dependencia, transformar el ritmo de la demanda en sostenible y reducir el nivel de la intensidad energética convirtiendo su trayectoria en convergente con los niveles medios de la UE” [33].

Al igual que en el caso de España esta nación está realizando reformas a las

políticas de estado que tienen que ver con el sector energético, se da una mayor apertura a este tipo de tecnologías, se las auspicia para que la gente tenga conocimiento de las mismas y pueda tener la opción de elegir si quiere un suministro tradicional a través de la red o un suministro propio por otros medios no convencionales o una cogeneración en la cual intervienen las dos opciones anteriores.

En los últimos doce meses, la tecnología solar fotovoltaica es la que ha logrado un mayor incremento en este país pasando de 112 MW a 188 MW, convirtiéndose en uno de los países con mayor grado de desarrollo en este periodo de tiempo.

3.3.2 Establecimiento de un Plan de Fomento de las Energías Renovables

Ecuador es un país que tiene suministro de electricidad gracias a la generación hidroeléctrica, este tipo de generación no contribuye con la contaminación ambiental y en el corto o mediano plazo no podrá ser sustituida por ninguna otra fuente, pero en ocasiones se debe generar mediante la quema de derivados de petróleo como el bunker o diesel, derivados que son muy caros y que se los debería reemplazar en pos de una conducta más beneficiosa con el medio ambiente y con el desarrollo de nuevas tecnologías que pueden ofrecer mejores resultados.

Este proyecto tiene como propósito reforzar los objetivos prioritarios de la política energética, que son la garantía de la seguridad y calidad del suministro eléctrico y el respeto al medio ambiente.

Como se ha visto en los ejemplos anteriores el fomento a las energías alternativas es la base para llevar a cabo este tipo de proyectos, además de una adecuada legislación respecto a este tema, los inversionistas deben estar protegidos pues es un terreno nuevo y con riesgos.

Una correcta política que defina claramente cómo se va a realizar el pago a este

tipo de proyectos o como se los va a compensar es lo que se necesita para aumentar la inversión en nuevas tecnologías y procesos que nos van a asegurar un suministro eléctrico casi permanente que no sea vulnerable, en el caso de Ecuador a periodos de sequía y que además contribuya al cuidado del medio ambiente.

Con este tipo de proyectos no se puede perder un instrumento fundamental de la administración como es la planificación del Estado. Se debe recordar que la planificación vinculante es la herramienta fundamental por la que se ha guiado la política energética y medioambiental.

En el nuevo marco regulatorio, la planificación eléctrica tendría un doble carácter:

- Vinculante para las redes, e
- Indicativa para la generación y la distribución.

Aunque no siempre es así, sus objetivos deberían ser:

1. Orientar el desarrollo de las infraestructuras de red, con el fin de garantizar la cobertura de la demanda, e integrar a la nueva capacidad de generación.
2. Crear un enfoque estructurado a modo de planificación integrada de recursos en el que se analicen todas las alternativas energéticas, desde el lado de la oferta y desde el lado de la demanda, contemplando las variables económica, de seguridad de suministro y medioambiental. De esta forma sería posible analizar Todas las posibilidades que pueden ofrecer los bienes o productos energéticos, que fueran sustituibles entre sí, para facilitar una determinada utilidad energética.
3. Permitir a los operadores acceder a una información homogénea de medio y largo plazo sin coste alguno, eliminando parcialmente el problema del acceso a la información asimétrica.

4. Posibilitar a los reguladores la detección de ineficiencias del mercado de medio y largo plazo, dándoles además la posibilidad de anticipar las posibles consecuencias de la adopción de determinados mecanismos o incentivos de corrección de estas ineficiencias.
5. Se debería crear un ente encargado de regular este tipo de primas e incentivos a los clientes, en el caso de Ecuador tal vez esa responsabilidad podría recaer en el mismo CONELEC.

Específicamente, en relación a las energías renovables, la planificación indicativa debería analizar los recursos energéticos del país así como la capacidad técnica (del sistema y de las redes) y económica (de las tarifas de acceso) para su absorción, tema que se desarrollará en el próximo capítulo.

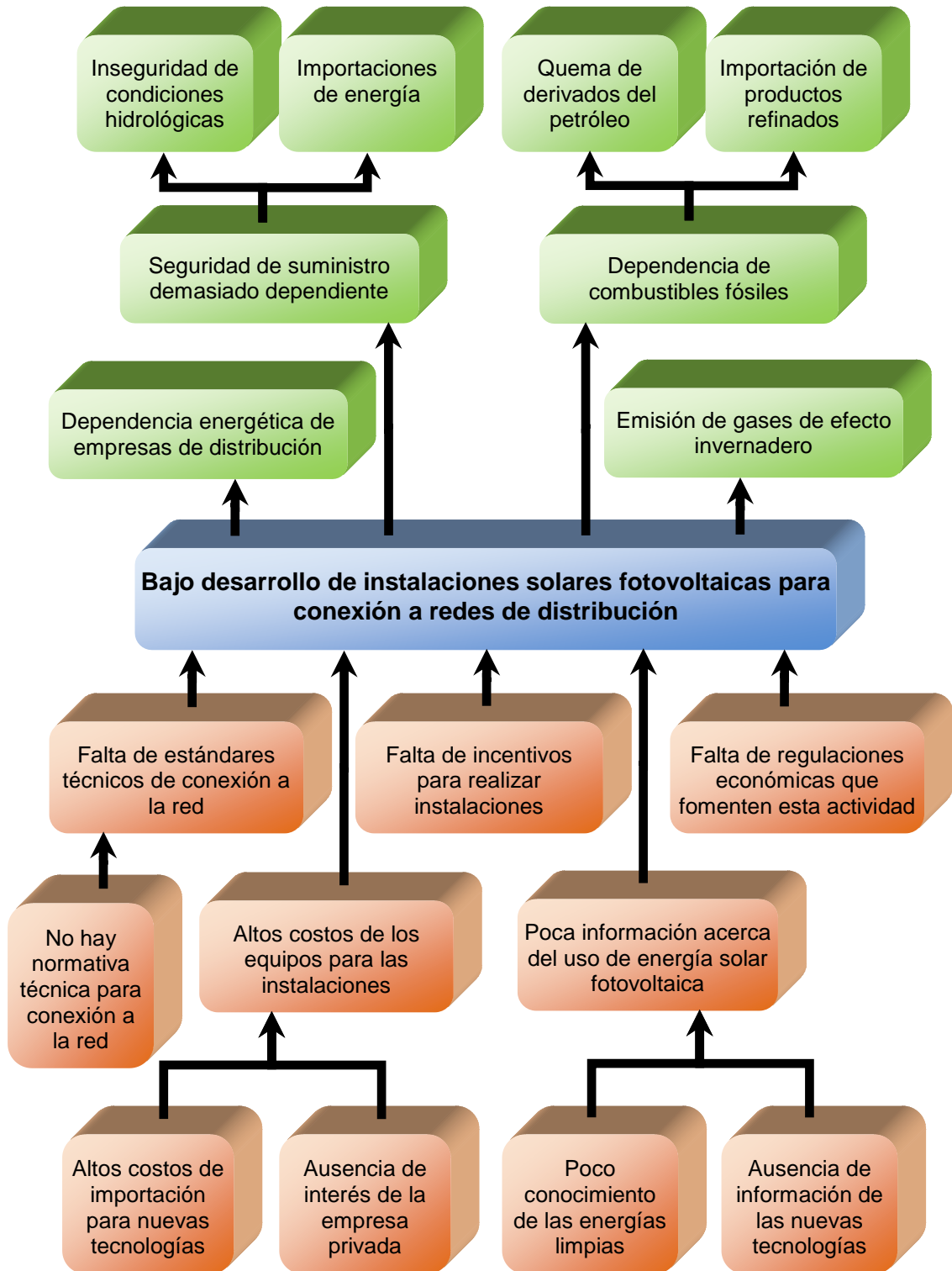
La planificación indicativa constituye uno de los primeros instrumentos que ha de utilizar el regulador para el desarrollo de su función. Mediante la planificación indicativa se detectarán posibles ineficiencias de medio y de largo plazo en los aspectos medioambientales, de seguridad de abastecimiento, de información y de poder de mercado. Asimismo, mediante la planificación el regulador puede conocer las posibles consecuencias de los mecanismos o incentivos de corrección que pretenda adoptar.

3.3.3 Problemática de la energía fotovoltaica en Ecuador.

Una vez que se ha hablado de la energía solar fotovoltaica se resume a continuación la problemática que se desarrolla a través de este tema, en especial se toma en consideración los aspectos relacionados con el cuidado del ambiente y la seguridad de suministro; aspectos que mediante la incorporación de energía solar fotovoltaica al SIN podrían sino resolverse por lo menos atenuarse y convertirse en una opción a la hora de resolver los problemas más comunes del sector eléctrico nacional.

Se desea incluir al estado y a la empresa privada en el desarrollo de tecnologías

limpias y nuevas; el estado en su rol de apoyo y la empresa privada con un rol de inversionista que a la vez pueda tener réditos de la energía generada.



CAPÍTULO IV.

DISEÑO REGULATORIO.

Resumen

Este capítulo versará sobre el desarrollo de la normativa, misma que considerará los aspectos técnicos y económicos que intervienen en el mercado eléctrico ecuatoriano basándose en normativas vigentes en otros países como España, México, Chile, Portugal y en sí los países que conforman la Unión Europea. Empleando las ideas recogidas de los anteriores capítulos se analizarán las dos opciones que se nos presentan para la venta de energía solar fotovoltaica; el primer escenario es la venta del total de la producción, y el segundo escenario es la venta de los excedentes, se realizará un análisis de ambas y se concluirá sobre su procedencia.

El análisis económico se realizará con valores promedio del sector comercial e industrial, además para los incentivos se evaluarán del código de la producción nacional, ajustando esta propuesta de normativa a la realidad nacional.

Finalmente, y con base a los análisis respectivos, se propondrá la normativa que regule este tipo de generación eléctrica.

4.1 Modelo Transaccional.

El modelo transaccional es el método para realizar la venta de energía a las redes de distribución, analizando las posibles formas de venta de energía y tomando en cuenta las mejores propuestas para alcanzar un pay back en el menor tiempo posible.

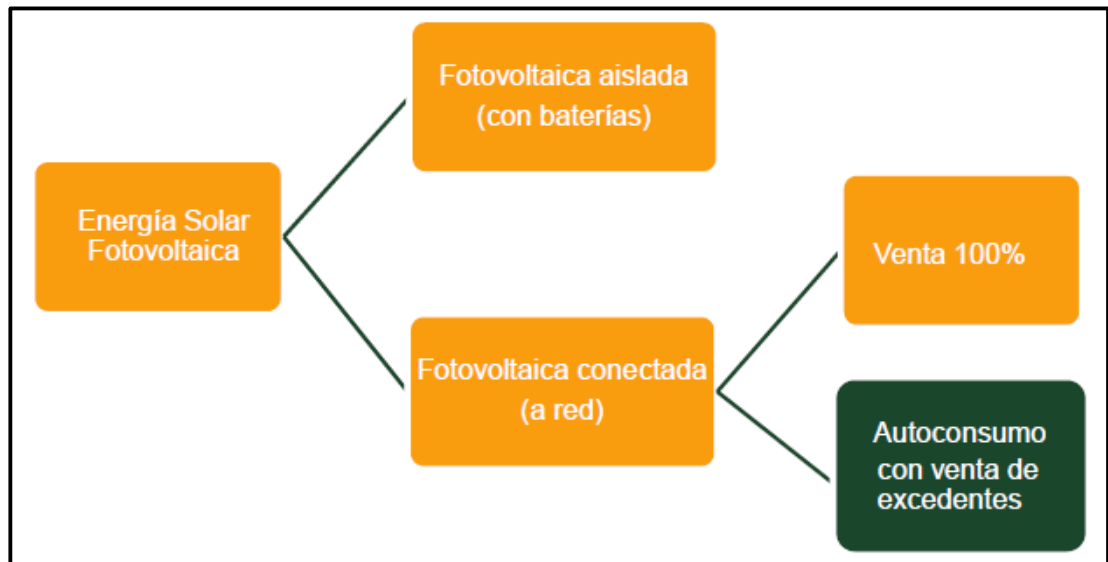


Figura 4. 1 Opciones en el modelo transaccional.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para definir el modelo transaccional que se va a utilizar se presentan dos escenarios, el primero es la venta total de la producción mediante precios regulados como en el caso de generadoras hidráulicas o térmicas; el segundo sería la venta de los excedentes en la generación, es decir primero abastecer al lugar donde se está generando y en caso de tener una sobreproducción de energía eléctrica llevar ésta a la red donde sería consumida por otros usuarios y se debería recibir un pago por la misma; debiéndose para esto utilizar los equipos y cumplir con las normas que exijan las empresas distribuidoras.

Como se indica en el resumen de este capítulo para la generación y venta de energía solar fotovoltaica podemos adoptar dos escenarios; la venta total de la producción de energía o la venta de excedentes de la misma.

A continuación se describirán cada una de las opciones nombradas anteriormente.

4.1.1 Venta de excedentes de la energía eléctrica generada

La venta de excedentes de energía, se refiere a generar energía solar fotovoltaica para autoconsumo, y si esta generación fuera superior a la energía demanda, esta

se la puede vender a la red de distribución más cercana, obteniendo así un beneficio económico mayor que el que representa el autoconsumo.

Con la venta de excedentes se consigue que los consumidores reduzcan la energía demandada y facilita la instalación y uso de energías renovables a pequeña escala. Inicialmente es más eficiente centrar los esfuerzos en la pequeña y mediana industria y comercio, cuyos mayores consumos eléctricos pueden hacer más rentable la inversión, a la espera que bajen los costos. Estos sectores tendrían una mayor inversión por capacidad de potencia instalada, pero esta inversión se recuperará en el tiempo, considerando la producción de energía que se puede obtener y vender a la red.

Para la venta de excedentes de energía a la red es necesario instalar un medidor bidireccional, el cual va a medir la energía inyectada a la red y la consumida desde la red, y se obtendrá un valor para remunerar la compra o la venta de energía a finalizar el mes.

Mediante este modelo, además de la venta de excedentes a la red de distribución, también se puede conectar a la red de energía convencional en momentos en los cuales la generación no abastezca la potencia demandada por el usuario.

Es una opción válida pues de esta manera los excesos en la producción no irían a un banco de baterías; evitando equipamiento que no es necesario, y ayudando a la empresa distribuidora a mantener la seguridad en el suministro del servicio.

El autoconsumo instantáneo parece destinado al sector comercial e industrial, y en menor medida para el sector residencial de mediano y alto poder adquisitivo.

Normalmente en las horas de producción fotovoltaica no hay nadie en casa o el consumo es mínimo, en cambio, la industria y el comercio están a pleno rendimiento, por tal motivo se puede aprovechar de mejor manera esta energía generada de manera ecológica y disminuir la producción de energía mediante métodos tradicionales que contaminan el medio ambiente.

Entre las ventajas que se tiene al realizar un autoconsumo de energía eléctrica con venta de excedentes están:

- Reducción del costo anual de la factura por servicio eléctrico.
- Se dispone de una fuente de generación eficiente que tendrá una vida útil entre 20 y 25 años, periodo a partir del cual la potencia entregada disminuye.
- Los paneles solares actuales se integran al edificio de la industria o empresa sin causar un mayor impacto visual en el mismo.

4.1.2 Venta total de la energía eléctrica generada.

Para llevar a cabo las instalaciones solares fotovoltaicas y su respectiva conexión a la red se deberán verificar la existencia de una línea de distribución eléctrica cercana y que cuente con la capacidad para admitir la energía suministrada por la instalación.

La venta total de esta energía producida a la red es una alternativa, pues el productor puede utilizar la energía de la red convencional para su propio consumo; y generar energía fotovoltaica que luego venderá a la empresa distribuidora obteniendo una ganancia de la misma además de asegurar el suministro eléctrico en el lugar de incidencia de la red a la cual esté conectada la generadora.

De esta manera se pueden realizar conexiones a la red de cualquier valor y no necesariamente de una cantidad que satisfaga las necesidades del propietario de la instalación

Otro aspecto que se debe tomar en cuenta es la inversión inicial que se está dispuesto a realizar ya que constituye un limitante para la capacidad del parque generador a instalar.

Como se ha mencionado que para realizar la conexión se deben verificar ciertos parámetros técnicos que se han descrito anteriormente y cuyo cumplimiento debe ser inspeccionado por la empresa distribuidora que comprará la energía producida.

Vender el total de la energía a la red es una alternativa factible pues se utiliza un recurso más barato que es la energía proveniente de la red convencional y se vende un producto final elaborado de una manera más ecológica y que produce ganancias con las cuales se puede costear la inversión inicial realizada y además luego de un tiempo obtener ganancias de la misma.

Una ventaja que abarata costos es la ausencia de bancos de baterías pues el total de la producción se lo debe consumir en ese instante.

4.1.3 Síntesis del Modelo Transaccional.

Observando las dos opciones de venta de energía solar fotovoltaica, podría pensarse que la mejor opción sería la venta total de la producción, pues de esta manera a breves rasgos se recuperaría la inversión en un tiempo más corto que mediante la venta de excedentes.

Al mirar la venta de excedentes se observa que se mantendrá abastecida la propia demanda pero la venta será poca, por tal motivo el tiempo de recuperación de la inversión será más largo y existirán momentos en los que no se cuente con la suficiente producción y se vuelva a depender de la energía suministrada por la red. Si la energía generada se la consume, se estaría perdiendo una remuneración alta, por lo que sería mejor abastecerse de la red y vender la energía producida.

En el siguiente tema se analizarán estas opciones desde un punto de vista económico y se tendrá un enfoque más amplio con el cual se pueda elegir la opción más conveniente para cada necesidad.

4.2 Diseño de modelo tarifario

En lo que respecta con el modelo tarifario se realizarán los diferentes cálculos económicos tanto para la venta total de la generación como para la venta de excedentes, considerando lo siguiente:

- La potencia máxima de la instalación está fijada en 100 kW, debido a que si se supera este valor la conexión se tendría que realizar en el lado de alta tensión del transformador de distribución de la subestación más cercana al lugar de generación, y en el caso de que el transformador ya no tenga apertura para manejar la potencia extra que se le aplicaría, habría que instalar uno adicional que afectaría de manera importante al flujo de caja del proyecto.

Se analizarán los costos de implementación del proyecto empleando precios en el mercado nacional, con una tasa de interés bancaria local (en el caso de requerir crédito).

4.2.1 Consideraciones generales.

Para la evaluación de los costos referentes a la instalación de sistemas fotovoltaicos se debe considerar ciertos conceptos de tipo económico y técnico.

4.2.1.1 Lineamientos técnicos

Para realizar una instalación solar fotovoltaica se deben considerar algunas normas, para el caso de este estudio se emplean como referencia las normas UNE y las normas IEC, las cuales están directamente vinculadas al aspecto técnico de la instalación.

1. Paneles solares fotovoltaicos:

Los paneles solares poseen las siguientes características:

- **Irradiancia**, solar expresada en kW/m² que en condiciones estándar es de 1000 W/m².

- **Temperatura**, que en condiciones estándar es de 25°C.
- **Distribución espectral** AM 1,5 G en condiciones estándar.

Los paneles fotovoltaicos son grupos de células solares interconectadas de silicio o de diferentes aleaciones; dispuestas entre dos láminas de las cuales una debe ser traslúcida, las mismas que contienen varias células solares, y en la cuales se puede obtener el voltaje deseado conectándose entre sí tanto en serie como en paralelo.

Los parámetros técnicos que estos dispositivos deben cumplir son:

- Los paneles fotovoltaicos se caracterizan por su potencia pico, que es el valor de potencia máxima producida por el panel.
- Todos los paneles utilizados en la instalación deberán cumplir con la certificación de la UNE, la IEC 61215 y la IEC 61730 que recogen las características que deben cumplir en la fabricación de un panel de silicio cristalino, además de que deben ser del mismo modelo, de tal manera que garanticen la compatibilidad entre ellos.
- Los paneles deberán estar constituidos de material monocristalino o policristalino.
- Todo panel fotovoltaico debe tener el nombre del fabricante, modelo y número de serie en una placa totalmente visible.
- La garantía del panel debe ser de mínimo 10 años o acorde a la vida útil de la instalación fotovoltaica, garantizando que su eficiencia no haya disminuido más del 5%.
- Los paneles deben incorporar diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Si existen marcos laterales del panel estos serán de aluminio o acero inoxidable ya que el panel estará sometido a condiciones de lluvia.

- Los valores de potencia máxima y corriente de cortocircuito nominal, deben estar dentro del margen del $\pm 10 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo dados para el fabricante.
- Para facilitar el mantenimiento y reparación del panel, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

La estructura del panel deberá estar conformada por los siguientes elementos:

- Encapsulante.
- Cubierta exterior de vidrio templado.
- Cubierta posterior.
- Marco de metal.
- Caja de terminales.
- Diodo de protección.

2. Inversores para conexión a la red

Son elementos electrónicos que convierten la corriente continua en corriente alterna, su funcionamiento se basa en electrónica compleja, de tal manera que permiten conectar los sistemas fotovoltaicos a la red de distribución eléctrica.

Dentro de las características que se exige al inversor en una instalación fotovoltaica conectada a la red son las siguientes:

- a. Será del tipo conexión a la red eléctrica con una potencia variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

b. Las características fundamentales serán las siguientes:

- Principios de funcionamiento: Fuentes de corriente.
- Autoconmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en modo aislado.

c. Los inversores cumplirán con directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y compatibilidad electromagnética (ambas certificadas por el fabricante de las mismas) incorporando protecciones contra:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera del rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones mediante varistores o similares.
- Perturbaciones en la red como microcortes, pulsos, ausencia y retorno de la red.

d. Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

e. Cada inversor deberá disponer por lo menos de controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz AC.

f. Las características eléctricas serán:

- El inversor continuará entregando potencia a la red de forma continua, en condiciones de irradiancia solar de un 10% superior a las CEM31. Además

soportará picos de un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.

- Los valores de eficiencia al 25 y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 y 88%, respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si es que existiese) para inversores de potencia inferior a 5Kw y del 90 al 92% para inversores mayores de 5Kw.

g. El autoconsumo de los equipos (pérdidas en vacío) en “stand-by” o “modo nocturno” deberá ser inferior a un 2% de su potencia de salida nominal.

h. Factor de potencia superior a 0,95 entre el 25 y el 100% de la potencia nominal.

i. El inversor deberá inyectar a la red, para potencias mayores del 10% de su potencia nominal.

j. Deberán tener un grado de protección mínima IP 65 para inversores instalados a la intemperie, cumpliendo la legislación vigente.

k. Deberán estar garantizados para operar en las siguientes condiciones ambientales: entre 0°C y 40 °C de temperatura y 0°C a 85% de humedad relativa.

Los requisitos técnicos que deben satisfacer los inversores de tipo monofásico o trifásico que funcionan como fuente de tensión fija, es decir cuyo valor eficaz de tensión y frecuencia de salida son fijos, se describen a continuación:

- Los inversores serán de onda senoidal pura, haciendo una excepción en el caso de que la potencia nominal sea inferior a 1 kVA, ya que en estos casos, no se producen daño a las cargas.
- El inversor se encarga de una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada que el sistema admita.

- El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada en el margen de temperatura que especifica el fabricante.
- El inversor debe arrancar y operar todas las cargas que se tienen en la instalación sin interferir en su correcta operación.
- Para inversores diferentes a los tipos que se han mencionado, se exigirá que cumplan con requisitos de calidad similares.

3. Conductores

Considerando recomendaciones internacionales así como las guías técnicas ICT-BT- 19, y la ICT-BT-2032, los conductores deben ser de cobre y deben estar aislados a excepción de los que se montan sobre aisladores. Además de cumplir con las normas UNE-EN-6033233 o IEC 6033234.

Los conductores que se utilizan para la instalación deben contar con la sección adecuada para minimizar las caídas de tensión, así como los calentamientos del cobre por el efecto Joule; para cada uno de los tramos, el rango de caída de tensión debe considerarse entre el 4 y 5% como se indica a continuación:

- Caída de tensión máxima en la parte de corriente continua, 2.5%.
- Caída de tensión máxima en la parte de corriente alterna, 1.5%. Para una mayor seguridad, los conductores deben separarse tomando en consideración los positivos y negativos para impedir que se produzcan uniones que termine en cortocircuitos y demás problemas.
- En el diseño se debe incluir la cantidad de cable utilizado tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna considerando reservas pertinentes para futuras instalaciones, así como para evitar la posibilidad de contacto en el momento de flujo de personas.

4.2.1.1.1 Análisis de la forma de conexión al sistema de distribución.

La forma de conexión de la instalación fotovoltaica será directamente a la red de distribución de la compañía distribuidora; es el denominado “punto de conexión”, dicho punto deberá ser determinado por la compañía en mención tomando en consideración recomendaciones internacionales que aconsejan que dicho punto sea lo más cercano posible al lugar de la ubicación de la instalación, para no alterar de manera significativa la topología de la red de la empresa distribuidora y el correcto funcionamiento del sistema de distribución, así mismo la puesta en funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar lugar a condiciones de trabajo peligrosas tanto para el personal de mantenimiento como para los equipos de la red de distribución.

Para el caso de los sistemas de generación fotovoltaicas de hasta 1kW, se conectarán directamente a la red de baja tensión (220/127) tomando en cuenta las consideraciones que debe tener el inversor de dicha instalación en cuanto a su conexión con la red.

En el caso de que la potencia nominal generada supere los 5kW, se recomienda que la conexión a la red deba ser trifásica, ya sea mediante inversores monofásicos de hasta 5kW a las diferentes fases o de manera directa por medio de un inversor trifásico.

Una característica a considerarse es que cuando la línea de distribución se desconecta de la red, ya sea por trabajos de mantenimiento que sean requeridos por la empresa distribuidora o ante la actuación de alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución.

En las instalaciones consideradas como grandes (hasta 50 MW), se recomienda que el punto de conexión se realice en la subestación de la empresa distribuidora más cercana al lugar donde se encuentre la instalación fotovoltaica, tomando en consideración los niveles de voltaje y potencia que se manejan en la misma, así como las recomendaciones de seguridad en el momento de la conexión establecidas por la empresa distribuidora.

Cabe mencionar que la conexión podrá realizarse entre la generadora y la empresa distribuidora siempre y cuando exista la capacidad para la entrada de una o más líneas, si es necesario hacer modificaciones o ampliaciones de las instalaciones de conexión a la red existente para facilitar un punto de conexión de la instalación fotovoltaica, dichas mejoras deberán ser costeadas por el generador quedando en libre criterio por parte del mismo el disponer de mutuo acuerdo con la empresa distribuidora su mantenimiento, operación y control, previa autorización del CENACE.

Es importante recalcar que para establecer el punto de conexión a la red, se debe tomar en cuenta la capacidad de transporte de la línea, y las distribuciones en diferentes fases de generadores fotovoltaicos provistos de inversores monofásicos.

También se debe considerar que las condiciones de conexión a la red se deben fijar en función de la potencia de la instalación fotovoltaica, con la finalidad de evitar daños a los usuarios con cargas sensibles.

Para el caso de que una instalación fotovoltaica se vea afectada por perturbaciones provenientes de la red de distribución se tiene que aplicar normativas vigentes en el Ecuador referentes a calidad de servicios.

- La suma de las potencias de las instalaciones en este caso fotovoltaicas que se conecten a una línea no deberá superar la mitad de la capacidad de transporte de la línea en mención en el punto de conexión, se debe tener en cuenta que si el punto de conexión está en un centro de transformación, la suma de las potencias que se conecten a ese centro no tendrá que superar la mitad de la capacidad de transformación.
- Se debe tener en cuenta que la variación de tensión en su propio punto de conexión, que se provoca por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica, no deberá ser superior al 5% ni tampoco deberá producir al

usuario conectado a la red la superación de los límites que se indican en las normas de redes eléctricas.

- El factor de potencia de la energía generada debe ser lo más próximo a la unidad, para esto las instalaciones fotovoltaicas que se conecten a la red, deben llegar a un acuerdo con la empresa distribuidora.

4.2.1.1.2 Análisis de la forma de conexión al sistema de distribución.

Para tener una mejor perspectiva se considerará el reglamento vigente en el país para el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución, dicho reglamento se presenta en el “Reglamento para el Libre Acceso a los sistemas de Transmisión y Distribución”.

En el artículo 9 de este reglamento se indica que tanto el trasmisor como los distribuidores deben permitir el libre acceso de terceros agentes a la capacidad de transporte existente o remanente de sus sistemas.

Dentro de las obligaciones que debe tener la empresa distribuidora están:

- Prestar el servicio público de transporte de energía permitiendo el libre acceso de terceros agentes a sus instalaciones, en los términos de su contrato de concesión cumpliendo con las normas que regulan la prestación de este servicio.
- Dar cumplimiento a lo acordado con los usuarios en el punto de interconexión en cuanto a la operación del equipo de conexión.
- Determinar que instalaciones del usuario no reúnen los requisitos técnicos para la conexión al sistema y notificarlo al CONELEC Y CENACE.

Las obligaciones del titular de la instalación son las siguientes:

- Al presentarse una avería en la red o una perturbación importante relacionada con la instalación previa justificación, la empresa distribuidora podrá verificar la instalación sin necesidad de autorización de la autoridad competente, dichos efectos serán conocidos por perturbación importante debido a que afecta a la red de distribución provocando que el suministro a los usuarios no alcance los límites de calidad del producto establecidos por la normativa vigente.
- Cuando una instalación fotovoltaica perturbe el funcionamiento de la red de distribución, interfiriendo en los límites establecidos de compatibilidad electromagnética, de calidad de servicio o de cualquier otro aspecto recogido en la normativa aplicable, la empresa distribuidora comunicará al titular de la instalación con el objetivo de que se proceda a remediar las deficiencias en el plazo de 72 horas.
- Pasado dicho plazo y si persisten las incidencias, la empresa distribuidora podrá proceder a la desconexión de la instalación.
- El titular de la instalación debe disponer de un medio de comunicación que ponga en contacto y de manera inmediata los centros de control de la red de distribución con los responsables del funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas.

Además de lo acotado anteriormente, en el reglamento se mencionan las obligaciones recíprocas teniendo entre estas:

- Firmar los contratos de conexión.

- Contar con equipos de protección y control necesarios para aislar los efectos en sus instalaciones debido a fallas producidas en equipamientos del distribuidor u otros agentes.
- Cumplir con la normativa dictada por el CONELEC y los instructivos preparados por el CENACE en cuanto a los sistemas de medición comercial, adquisición de datos en tiempo real.

4.2.1.1.3 Enlace con la red de la empresa distribuidora.

La instalación eléctrica entre la instalación fotovoltaica y la empresa distribuidora debe tener los siguientes elementos:

- Interruptor general manual. Este interruptor termomagnético deberá ser accesible a la empresa distribuidora en todo momento para poder realizar la desconexión manual, del mismo modo dicho dispositivo deberá poder ser bloqueado por la empresa distribuidora en su posición de abierto con el fin de garantizar la desconexión de la instalación fotovoltaica en caso de necesitarse dicha acción.
- Interruptor automático diferencial. El mismo debe constar de las características suficientes para proteger a las personas en caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación fotovoltaica.
- Interruptor automático de la interconexión. el mismo se utilizará para la conexión y desconexión automática de la instalación fotovoltaica en el caso de darse pérdida de tensión o frecuencias nominales de la red.
- Una vez que se comprueben dichas protecciones deben quedar establecidas por parte de la empresa distribuidora.

- El rearme del sistema de conmutación será automático una vez que se restablezca la tensión de red por parte de la empresa distribuidora.

4.2.1.1.4 Verificación de la conexión a la red.

El instalador del sistema fotovoltaico realizará pruebas de la instalación considerando características principales de la instalación así como la superación de tales pruebas.

Se deberá elaborar un manual de características principales de la instalación al igual que una manual de superación de pruebas.

En el caso de que se necesiten pruebas en las que se requieran la conexión de la instalación fotovoltaica a la red, esta deberá tener carácter provisional y se deberá comunicar a la empresa distribuidora.

Cuando se haya realizado la instalación, así como firmado el contrato y legitimado el manual de superación de pruebas de la instalación, el titular de la instalación tendrá la facultad de solicitar a la empresa distribuidora la conexión a la red siendo necesaria la presentación del manual.

En cualquier momento, la empresa distribuidora podrá realizar una primera verificación a aquellos elementos que afecten de una u otra manera a la regularidad así como seguridad de suministro, percibiendo del titular de la instalación el pago de los derechos previstos en la regulación.

Una vez transcurrido un mes de la solicitud de conexión a la red sin tener ningún tipo de oposición de cualquier índole por parte de la empresa distribuidora, el titular de la instalación podrá realizar la conexión con la red de distribución.

Si la empresa distribuidora encuentra algún tipo de incidencia en los equipos de interconexión o en la propia instalación, informará al titular de la instalación sobre las mismas, y se le concederá un período de tiempo suficiente para que proceda a

solucionar tales eventualidades.

4.2.2 Factores económicos y de generación.

En este apartado se analizarán los diferentes factores que influyen en el flujo de caja del proyecto, considerando elementos asociados al financiamiento y la inversión de oportunidad.

Para este proyecto de tesis, como se menciona en el comienzo de este capítulo, se ha tomado como referencias valores de generación de 10 kW, 25 kW, 50 kW, 75 kW, y 100 kW ya que estos valores corresponden a las potencias estándar que manejan los inversores utilizados para las instalaciones.

Antes de comenzar con los valores económicos necesarios para las instalaciones de estos equipos se va a realizar una breve descripción de lo que es la TIR (tasa interna de retorno), VAN (valor actual neto), y del análisis costo/beneficio; cada uno de los parámetros nombrados anteriormente están calculados para cada uno de los valores de potencia citados anteriormente.

- **VAN (valor actual neto).**- Este método es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo actual de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado. Resumiendo lo dicho anteriormente se puede establecer la siguiente tabla:

VAN	SIGNIFICADO	DECISIÓN
$VAN > 0$	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida.	Se acepta el proyecto
$VAN < 0$	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida.	El proyecto debería rechazarse
$VAN = 0$	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	La decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Tabla 4. 1 Interpretación del VAN.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J.

- **TIR (tasa interna de retorno).**- En términos simples la TIR es la tasa de descuento con la que el valor actual neto (VAN) es igual a cero. La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

TIR	SIGNIFICADO	DECISION
	La rentabilidad que está requiriendo este préstamo es mayor que nuestro costo de oportunidad.	
$TIR < r$		Se rechaza el proyecto
$TIR > r$	El costo de oportunidad es mayor	Se acepta el proyecto

Tabla 4. 2 Interpretación de la TIR.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J.

- **Análisis costo / beneficio.**- El análisis costo-beneficio es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad. La relación costo-beneficio (B/C), también conocida como índice neto de rentabilidad, es un cociente que se obtiene al dividir el valor actual de los ingresos totales netos o beneficios netos (VAN) entre el valor actual de los costos de inversión o costos totales (VAC) de un proyecto.

$$B/C = VAN / VAC$$

Según el análisis costo-beneficio, un proyecto o negocio será rentable cuando la relación costo-beneficio es mayor que la unidad.

$B/C > 1 \rightarrow$ Proyecto rentable.

- **Inflación.-** Es el aumento sostenido y generalizado en los precios de bienes y servicios de una economía a través del tiempo.

En los últimos años ha existido muy poca variación de este indicador económico, y para este proyecto se utiliza la inflación correspondiente al mes de julio de 2013; su valor es de 2,68%.

- **Tasa referencial activa.-** Es igual al promedio ponderado semanal de las tasas de operaciones de crédito de entre 84 y 91 días, otorgadas por todos los bancos privados, al sector corporativo. (BCE. www.bce.fin.ec).

En otras palabras es el interés con el que los bancos o entidades financieras otorgan préstamos a las personas o empresas que los solicitan.

El valor con el que se está trabajando es el otorgado por el banco central del Ecuador y corresponde al 8,59%.

- **Tasa referencial pasiva.-** Es igual a la tasa nominal promedio ponderada semanal de todos los depósitos a plazo de los bancos privados, captados a plazos de entre 84 y 91 días”. (BCE. www.bce.fin.ec).

Este es el interés que los bancos o entidades financieras pagan a las personas o empresas por mantener dinero en sus cuentas, para este trabajo se trabaja con la el valor dado por el banco central del Ecuador, el valor del mismo es de 4,55%.

- **Tasa de descuento.-** La tasa de descuento se utiliza para determinar el valor en moneda de hoy, del dinero pagado o recibido en algún momento futuro. Este cálculo se utiliza en el análisis costo-beneficio con el objetivo de poner todos los flujos económicos de un proyecto que se producen en tiempos diferentes, en la moneda de un solo año, de manera que los costos iniciales y los beneficios futuros puedan ser comparables.

4.2.2.1 Consideraciones de generación.

Se ha considerado información de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), de las cuales se recoge la información de consumo y número de clientes de los sectores industrial y comercial, de esos se han obtenido un consumo promedio para cada cliente.

Para los clientes comerciales se tiene los siguientes valores:

	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	Consumo promedio anual
consumo (kWh)	63.984.748,00	59.591.326,00	58.781.979,00	62.974.514,00	62.508.709,00	63.758.953,00	63.452.874,00	68.104.021,00	66.591.779,00	67.940.942,00	68.353.073,00	68.765.204,00	
clientes	107.274,00	107.379,00	107.867,00	108.248,00	108.657,00	109.069,00	110.821,00	112.912,00	112.879,00	113.818,00	114.210,00	114.602,00	
Comercial	596,46	554,96	544,95	581,76	575,28	584,57	572,57	603,16	589,94	596,93	598,49	600,03	583,26

Tabla 4. 3 Consumo promedio sector comercial
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J.

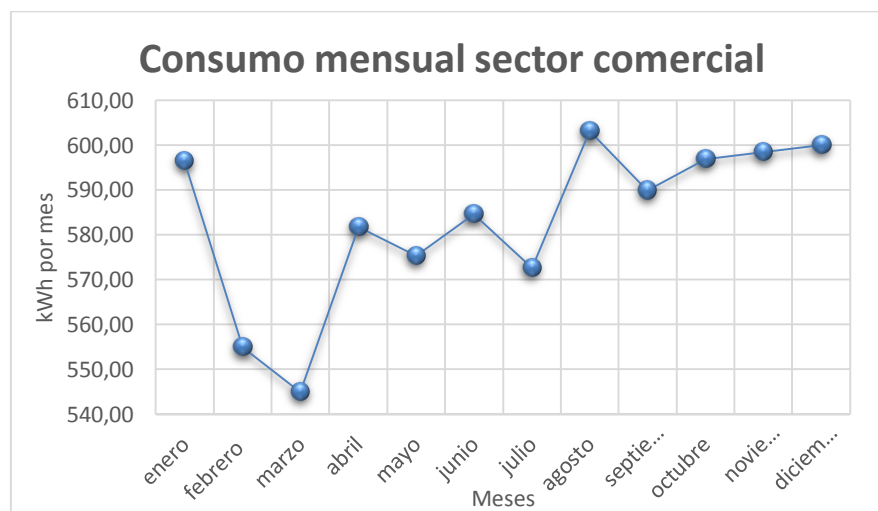


Figura 4. 2 Consumo mensual sector comercial
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J.

De la tabla anterior se emplearán los datos de consumo mensual, estos ingresaran en una hoja de cálculo junto con los datos de generación de cada proyecto, la diferencia entre estos dos datos será la energía que se pueda suministrar a la red eléctrica de la empresa distribuidora como excedente

Los valores de energía generada se muestran a continuación, mismos que se obtuvieron utilizando los datos de irradiación de las tablas del código técnico ecuatoriano cte inen xx: 2010 para generación fotovoltaica. Se ha considerado una eficiencia del 7% para la instalación y una eficiencia de panel del 9%; para cada caso se han obtenido los siguientes valores:

- Para un parque generador de 10 kW:

Potencia instalada 10 kW				
Mes	Días	Wh/m2	kWh/m2	Energía mensual
enero	31	4.950,00	4,95	966,74
febrero	28	4.950,00	4,95	873,18
marzo	31	4.950,00	4,95	966,74
abril	30	4.800,00	4,8	907,20
mayo	31	4.650,00	4,65	908,15
junio	30	4.800,00	4,8	907,20
julio	31	5.250,00	5,25	1.025,33
agosto	31	5.400,00	5,4	1.054,62
septiembre	30	5.550,00	5,55	1.048,95
octubre	31	5.250,00	5,25	1.025,33
noviembre	30	5.250,00	5,25	992,25
diciembre	31	5.100,00	5,1	996,03
Total				11.671,70

Tabla 4. 4 Generación mensual parque de 10 kW.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J.

- Para un parque generador de 25 kW:

Potencia instalada 25 kW				
Mes	Días	Wh/m2	kWh/m2	Energía mensual
enero	31	4.950,00	4,95	2.416,84
febrero	28	4.950,00	4,95	2.182,95
marzo	31	4.950,00	4,95	2.416,84
abril	30	4.800,00	4,8	2.268,00
mayo	31	4.650,00	4,65	2.270,36
junio	30	4.800,00	4,8	2.268,00
julio	31	5.250,00	5,25	2.563,31
agosto	31	5.400,00	5,4	2.636,55
septiembre	30	5.550,00	5,55	2.622,38
octubre	31	5.250,00	5,25	2.563,31
noviembre	30	5.250,00	5,25	2.480,63
diciembre	31	5.100,00	5,1	2.490,08
Total				29.179,24

Tabla 4. 5 Generación mensual parque de 25 kW.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

- Para un parque generador de 50 kW:

Potencia instalada 50 kW				
Mes	Días	Wh/m2	kWh/m2	Energía mensual
enero	31	4.950,00	4,95	4.833,68
febrero	28	4.950,00	4,95	4.365,90
marzo	31	4.950,00	4,95	4.833,68
abril	30	4.800,00	4,8	4.536,00
mayo	31	4.650,00	4,65	4.540,73
junio	30	4.800,00	4,8	4.536,00
julio	31	5.250,00	5,25	5.126,63
agosto	31	5.400,00	5,4	5.273,10
septiembre	30	5.550,00	5,55	5.244,75
octubre	31	5.250,00	5,25	5.126,63
noviembre	30	5.250,00	5,25	4.961,25
diciembre	31	5.100,00	5,1	4.980,15
Total				58.358,48

Tabla 4. 6 Generación mensual parque de 50 kW.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

- Para un parque generador de 75 kW:

Potencia instalada 75 kW				
Mes	Días	Wh/m2	kWh/m2	Energía mensual
Enero	31	4.950,00	4,95	7.250,51
Febrero	28	4.950,00	4,95	6.548,85
Marzo	31	4.950,00	4,95	7.250,51
Abril	30	4.800,00	4,8	6.804,00
Mayo	31	4.650,00	4,65	6.811,09
Junio	30	4.800,00	4,8	6.804,00
Julio	31	5.250,00	5,25	7.689,94
Agosto	31	5.400,00	5,4	7.909,65
septiembre	30	5.550,00	5,55	7.867,13
octubre	31	5.250,00	5,25	7.689,94
noviembre	30	5.250,00	5,25	7.441,88
diciembre	31	5.100,00	5,1	7.470,23
Total				87.537,71

Tabla 4. 7 Generación mensual parque de 75 kW.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

- Para un parque generador de 100 kW:

Potencia instalada 100 kW				
Mes	Días	Wh/m2	kWh/m2	Energía mensual
enero	31	4.950,00	4,95	9.667,35
febrero	28	4.950,00	4,95	8.731,80
marzo	31	4.950,00	4,95	9.667,35
abril	30	4.800,00	4,8	9.072,00
mayo	31	4.650,00	4,65	9.081,45
junio	30	4.800,00	4,8	9.072,00
julio	31	5.250,00	5,25	10.253,25
agosto	31	5.400,00	5,4	10.546,20
septiembre	30	5.550,00	5,55	10.489,50
octubre	31	5.250,00	5,25	10.253,25
noviembre	30	5.250,00	5,25	9.922,50
diciembre	31	5.100,00	5,1	9.960,30
Total				116.716,95

Tabla 4. 8 Generación mensual parque de 100 kW.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

4.2.2 Costos por venta de excedentes de energía eléctrica generada en el sector comercial.

Para los proyectos que se han propuesto en este trabajo de 10 kW, 25 kW, 50 kW, 75 kW, 100 kW se han establecido los siguientes materiales y costos para cada uno de ellos.

Todas las tablas que a continuación se muestran se encontraran en los anexos para una revisión más detallada de las mismas.

ACTIVOS FIJOS					
DETALLE	Cant.	Precio sin IVA (\$)	Precio con IVA 12%	Total	Vida útil en años
EQUIPOS					
Panel solar fotovoltaico Policristalino 230Wp	44	\$410,71	\$460,00	20.240,00	25
Inversor trifasico 10 kW	1	\$9.000,32	\$10.080,36	10.080,36	12
Estructuras	44	\$26,52	\$29,70	1.306,80	25
Miscelaneos estructura	44	\$8,04	\$9,00	396,00	25
Diodo de derivacion	44	\$5,36	\$6,00	264,00	25
Bases portafusibles 500V, 160A NH	3	\$7,10	\$7,95	23,85	25
Capaceta trifásica	1	\$14,20	\$15,90	15,90	25
Fusible NH 63A	3	\$7,68	\$8,60	25,80	25
Interruptor magnetotérmico 50A, 3 polos	1	\$92,92	\$104,07	104,07	25
Conductor Cu TTU # 6 AWG (7 hilos)	150	\$2,60	\$2,91	436,50	25
Conductor de Cu desnudo AWG# 6 (7 hilos)	50	\$2,08	\$2,33	116,50	25
Conductor Cu desnudo AWG# 8 (7 hilos)	50	\$1,44	\$1,61	80,50	25
Varilla de cobre 5/8 x 6" de Alta Camada	4	\$11,88	\$13,30	53,20	25
Conductor Cu TTU # 6 AWG	120	\$2,60	\$2,91	349,20	25
Conductor Cu TTU # 8 AWG	220	\$1,77	\$1,98	435,60	25
Medidor bidireccional	1	\$1.278,57	\$1.432,00	1.432,00	25
Suelda exotérmica plus #65	4	\$7,14	\$8,00	32,00	25
Molde de grafito T Varilla de 5/8	1	\$98,66	\$110,50	110,50	25
Material menor	1	\$178,57	\$200,00	200,00	25
Mano de obra	1	\$2.321,43	\$2.600,00	2.600,00	
Total				38.302,78	

Tabla 4. 9 Materiales para implementar un parque generador de 10 kW.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

ACTIVOS FIJOS					
DETALLE	Cant.	Precio sin IVA (\$)	Precio con IVA 12%	Total	Vida útil en años
EQUIPOS					
Panel solar fotovoltaico Policristalino 230Wp	109	\$410,71	\$460,00	50.140,00	25
Inversor trifasico 25 kW	1	\$22.272,66	\$24.945,38	24.945,38	12
Estructuras	109	\$26,52	\$29,70	3.237,30	25
Miscelaneos estructura	109	\$8,04	\$9,00	981,00	25
Diodo de derivacion	109	\$5,36	\$6,00	654,00	25
Bases portafusibles 500V, 160A NH	3	\$7,10	\$7,95	23,85	25
Capaceta trifásica	1	\$14,20	\$15,90	15,90	25
Fusible NH 63A	3	\$7,68	\$8,60	25,80	25
Interruptor magnetotérmico 50A, 3 polos	1	\$92,92	\$104,07	104,07	25
Conductor Cu TTU # 6 AWG (7 hilos)	150	\$2,60	\$2,91	436,50	25
Conductor de Cu desnudo AWG# 6 (7 hilos)	50	\$2,08	\$2,33	116,50	25
Conductor Cu desnudo AWG# 8 (7 hilos)	100	\$1,44	\$1,61	161,00	25
Varilla de cobre 5/8 x 6" de Alta Camada	4	\$11,88	\$13,30	53,20	25
Conductor Cu TTU # 4 AWG	140	\$3,62	\$4,05	567,00	25
Conductor Cu TTU # 6 AWG	140	\$2,60	\$2,91	407,40	25
Conductor Cu TTU # 8 AWG	250	\$1,77	\$1,98	495,00	25
Medidor bidireccional	1	\$1.278,57	\$1.432,00	1.432,00	25
Suelda exotérmica plus #65	4	\$7,14	\$8,00	32,00	25
Molde de grafito T Varilla de 5/8	1	\$98,66	\$110,50	110,50	25
Material menor	1	\$178,57	\$200,00	200,00	25
Mano de obra	1	\$2.812,50	\$3.150,00	3.150,00	
Total				87.288,40	

Tabla 4. 10 Materiales para implementar un parque generador de 25 kW.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

ACTIVOS FIJOS					
DETALLE	Cant.	Precio sin IVA (\$)	Precio con IVA 12%	Total	Vida útil en años
EQUIPOS					
Panel solar fotovoltaico Policristalino 230Wp	218	\$410,71	\$460,00	100.280,00	25
Inversor trifasico 50 kW	1	\$34.138,65	\$38.235,29	38.235,29	12
Estructuras	218	\$26,52	\$29,70	6.474,60	25
Miscelaneos estructura	218	\$8,04	\$9,00	1.962,00	25
Diodo de derivacion	218	\$5,36	\$6,00	1.308,00	25
Bases portafusibles 500V, 160A NH	3	\$7,10	\$7,95	23,85	25
Capaceta trifásica	1	\$14,20	\$15,90	15,90	25
Fusible NH 63A	3	\$7,68	\$8,60	25,80	25
Interruptor magnetotérmico 50A, 3 polos	1	\$150,88	\$168,99	168,99	25
Conductor Cu TTU # 6 AWG (7 hilos)	150	\$10,61	\$11,88	1.782,00	25
Conductor de Cu desnudo AWG# 6 (7 hilos)	50	\$9,71	\$10,87	543,50	25
Conductor Cu desnudo AWG# 8 (7 hilos)	220	\$1,44	\$1,61	354,20	25
Varilla de cobre 5/8 x 6" de Alta Camada	8	\$11,88	\$13,30	106,40	25
Conductor Cu TTU # 2 AWG	180	\$5,64	\$6,32	1.137,60	25
Conductor Cu TTU # 4 AWG	180	\$3,62	\$4,05	729,00	25
Conductor Cu TTU # 6 AWG	250	\$2,60	\$2,91	727,50	25
Conductor Cu TTU # 8 AWG	350	\$1,77	\$1,98	693,00	25
Medidor bidireccional	1	\$1.278,57	\$1.432,00	1.432,00	25
Suelda exotérmica plus #65	8	\$7,14	\$8,00	64,00	25
Molde de grafito T Varilla de 5/8	1	\$98,66	\$110,50	110,50	25
Material menor	1	\$401,79	\$450,00	450,00	25
Mano de obra	1	\$3.258,93	\$3.650,00	3.650,00	
Total				160.274,13	

Tabla 4. 11 Materiales para implementar un parque generador de 50 kW.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

ACTIVOS FIJOS					
DETALLE	Cant.	Precio sin IVA (\$)	Precio con IVA 12%	Total	Vida útil en años
EQUIPOS					
Panel solar fotovoltaico Policristalino 230Wp	326	\$410,71	\$460,00	149.960,00	25
Inversor trifasico 75 kW	1	\$40.234,82	\$45.063,00	45.063,00	12
Estructuras	326	\$26,52	\$29,70	9.682,20	25
Miscelaneos estructura	326	\$8,04	\$9,00	2.934,00	25
Diodo de derivacion	326	\$5,36	\$6,00	1.956,00	25
Bases portafusibles 500V, 160A NH	3	\$12,05	\$13,50	40,50	25
Capaceta trifásica	1	\$14,20	\$15,90	15,90	25
Fusible NH 63A	3	\$7,68	\$8,60	25,80	25
Interruptor magnetotérmico 50A, 3 polos	1	\$300,89	\$337,00	337,00	25
Conductor Cu TTU # 6 AWG (7 hilos)	300	\$5,64	\$6,32	1.896,00	25
Conductor de Cu desnudo AWG# 6 (7 hilos)	50	\$4,56	\$5,11	255,50	25
Conductor Cu desnudo AWG# 8 (7 hilos)	300	\$1,44	\$1,61	483,00	25
Varilla de cobre 5/8 x 6" de Alta Camada	12	\$11,88	\$13,30	159,60	25
Conductor Cu TTU # 2 AWG	270	\$5,64	\$6,32	1.706,40	25
Conductor Cu TTU # 4 AWG	230	\$3,62	\$4,05	931,50	25
Conductor Cu TTU # 6 AWG	400	\$2,60	\$2,91	1.164,00	25
Conductor Cu TTU # 8 AWG	600	\$1,77	\$1,98	1.188,00	25
Medidor bidireccional	1	\$1.278,57	\$1.432,00	1.432,00	25
Suelda exotérmica plus #65	12	\$7,14	\$8,00	96,00	25
Molde de grafito T Varilla de 5/8	1	\$98,66	\$110,50	110,50	25
Material menor	1	\$446,43	\$500,00	500,00	25
Mano de obra	1	\$5.000,00	\$5.600,00	5.600,00	
Total				225.536,90	

Tabla 4. 12 Materiales para implementar un parque generador de 75 kW.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

ACTIVOS FIJOS					
DETALLE	Cant.	Precio sin IVA (\$)	Precio con IVA 12%	Total	Vida útil en años
EQUIPOS					
Panel solar fotovoltaico Policristalino 230Wp	435	\$410,71	\$460,00	200.100,00	25
Inversor trifasico 100 kW	1	\$41.453,81	\$46.428,27	46.428,27	12
Estructuras	435	\$12,70	\$14,22	6.185,70	25
Miscelaneos estructura	435	\$8,04	\$9,00	3.915,00	25
Diodo de derivacion	435	\$5,36	\$6,00	2.610,00	25
Bases portafusibles 500V, 160A NH	3	\$19,91	\$22,30	66,90	25
Capaceta trifásica	1	\$14,20	\$15,90	15,90	25
Fusible NH 63A	3	\$7,68	\$8,60	25,80	25
Interruptor magnetotérmico 50A, 3 polos	1	\$201,79	\$226,00	226,00	25
Conductor Cu TTU # 6 AWG (7 hilos)	300	\$18,70	\$20,94	6.282,00	25
Conductor de Cu desnudo AWG# 6 (7 hilos)	50	\$17,04	\$19,08	954,00	25
Conductor Cu desnudo AWG# 8 (7 hilos)	400	\$1,44	\$1,61	644,00	25
Varilla de cobre 5/8 x 6" de Alta Camada	16	\$5,76	\$6,45	103,20	25
Conductor Cu TTU # 2 AWG	350	\$5,64	\$6,32	2.212,00	25
Conductor Cu TTU # 4 AWG	300	\$3,62	\$4,05	1.215,00	25
Conductor Cu TTU # 6 AWG	300	\$2,60	\$2,91	873,00	25
Conductor Cu TTU # 8 AWG	800	\$1,77	\$1,98	1.584,00	25
Medidor bidireccional	1	\$1.278,57	\$1.432,00	1.432,00	25
Suelda exotérmica plus #65	16	\$7,14	\$8,00	128,00	25
Molde de grafito T Varilla de 5/8	1	\$98,66	\$110,50	110,50	25
Material menor	1	\$446,43	\$500,00	500,00	25
Mano de obra	1	\$6.294,64	\$7.050,00	7.050,00	
Total				282.661,27	

Tabla 4. 13 Materiales para implementar un parque generador de 100 kW.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J.

En los precios citados anteriormente se incluye el 12% de IVA, además de la mano de obra correspondiente a cada potencia, el tiempo de vida útil de los equipos es de 25 años con excepción del inversor ya que su tiempo de vida útil es de 12 años.

4.2.2.1 Indicadores económicos por venta de excedentes de energía eléctrica generada para el sector comercial.

Considerando todos los rubros presentes en la planilla de consumo eléctrico se ha establecido un precio general por todos los servicios que se incluyen en la misma pues el pago se lo hace en una sola cuenta.

El valor facturable de consumo de energía utilizado es el promedio de un año para un cliente comercial (Tabla 4.3).

VALOR SERVICIO ELÉCTRICO 1	VALOR FACTURABLE	Kwh	Costo por unidad	Total
	ENERGÍA 1 kWh	583,26	\$ 0,084	\$ 48,99
VALOR SERVICIO ELÉCTRICO 2	COMERCIALIZACIÓN	Tasa fija	\$ 1,414	\$ 1,41
		5,5% del valor Serv.		
	SERVICIO ALUMBRADO	Elec 1	0,055	\$ 2,69
	IMPUESTO BOMBEROS	Tasa fija	\$ 8,76	\$ 8,76
	TASA RECOLECCIÓN DE BASURA	10% del valor serv. Elec. 1	0,1	\$ 4,90
				\$ 17,77
TOTAL VALOR A PAGAR				\$ 66,76
Precio total por kWh				\$ 0,114

Tabla 4. 14 Precio total de la energía para un cliente comercial.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

La tarifa resultante es de 0,114 dólares americanos y al multiplicar este valor con la energía consumida por el usuario se tendrá el pago mensual a realizar, y esto se comparará con el valor obtenido por la venta de excedentes para saber si se obtiene ganancias de este proyecto.

Los resultados obtenidos son los siguientes, cada uno correspondiente al respectivo parque generador.

Para un parque generador de 10 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

VALOR ACTUAL NETO	-15.850,88
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	0,64
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	2,94%

Tabla 4. 15 Indicadores económicos para un parque generador de 10 kW.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para un parque generador de 25 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

VALOR ACTUAL NETO	-707,51
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	0,99
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	8,08%

Tabla 4. 16 Indicadores económicos para un parque generador de 25 kW.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para un parque generador de 50 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

VALOR ACTUAL NETO	34.886,78
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	1,20
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	10,53%

Tabla 4. 17 Indicadores económicos para un parque generador de 50 kW.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para un parque generador de 75 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

VALOR ACTUAL NETO	81.763,67
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	1,33
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	12,00%

Tabla 4. 18 Indicadores económicos para un parque generador de 75 kW.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para un parque generador de 100 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

VALOR ACTUAL NETO	138.907,60
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	1,46
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	13,24%

Tabla 4. 19 Indicadores económicos para un parque generador de 100 kW.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Como se ve en las tablas anteriores la TIR para cada uno de los proyectos es positiva, y para todos los casos excepto para el de 10 kW es mayor que la tasa pasiva referencial, lo que hace que los proyectos sean viables; el precio que se ha fijado para la venta de la energía fotovoltaica es de 0,40 dólares, acorde con la tarifa que actualmente está vigente en el CONELEC.

Realizando un gráfico de la TIR con respecto a la potencia instalada se obtiene lo siguiente:

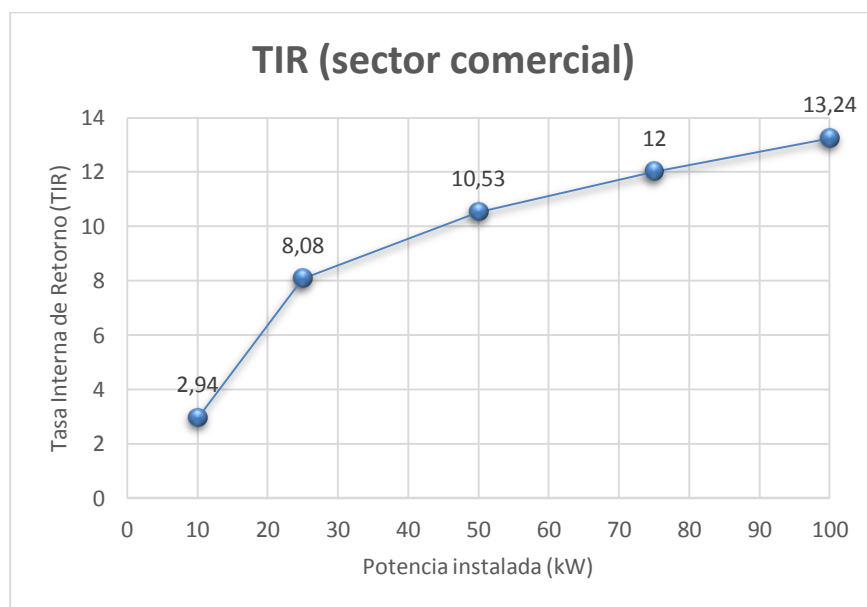


Figura 4. 3 TIR vs. Potencia instalada
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

El gráfico de valor actual neto respecto a la potencia instalada es el siguiente:

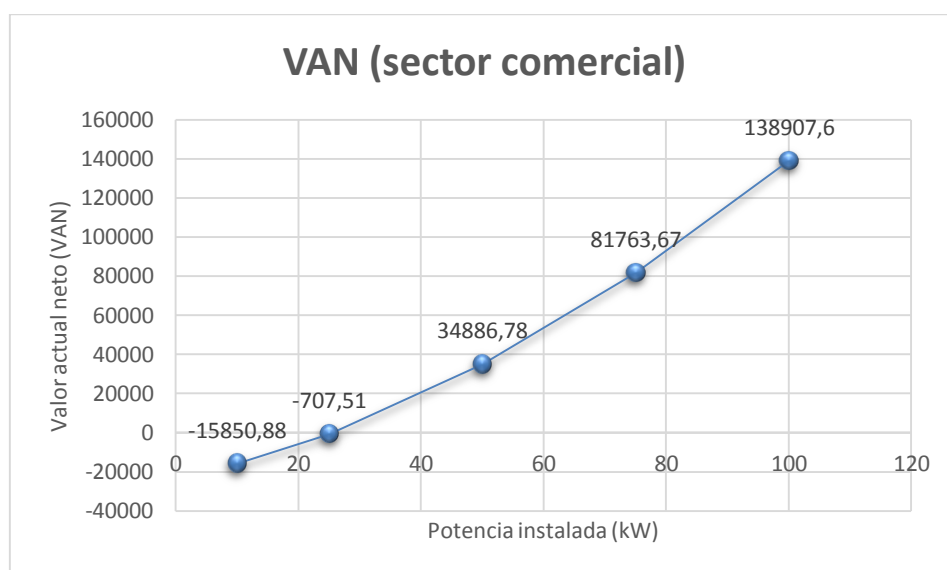


Figura 4. 4 VAN vs. Potencia instalada
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para los gráficos anteriores se realizó los cálculos con una tarifa de 0,40 dólares por kW generado para la energía fotovoltaica, en el siguiente gráfico se mostrará cómo cambian estos valores dependiendo de la tarifa que se aplique, se buscará una tarifa más baja pues por regulación del CONELEC la tarifa máxima es la utilizada anteriormente.

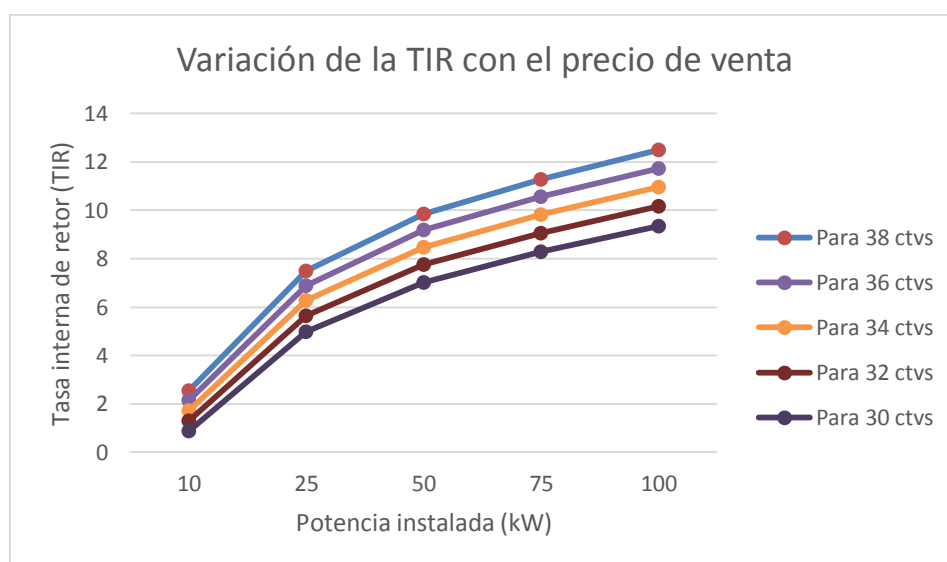


Figura 4. 5 TIR vs. Precio de venta
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

En el gráfico anterior se observa como la TIR va disminuyendo mientras disminuye el costo de venta de la energía fotovoltaica, los datos con los que se realizó el gráfico se presentan a continuación y fueron obtenidos modificando el precio de venta de energía fotovoltaica en las hojas de cálculo.

POTENCIA (kW)	TIR 38 ctv.	TIR 36 ctv.	TIR 34 ctv.	TIR 32 ctv.	TIR 30 ctv.
10	2,55	2,15	1,73	1,31	0,87
25	7,49	6,89	6,27	5,64	4,98
50	9,86	9,18	8,47	7,75	7,01
75	11,29	10,56	9,82	9,06	8,28
100	12,5	11,74	10,97	10,18	9,36

Tabla 4. 20 Variación de la TIR respecto al precio de venta de la energía fotovoltaica.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para el caso del VAN se realiza el mismo gráfico y se tiene lo siguiente:

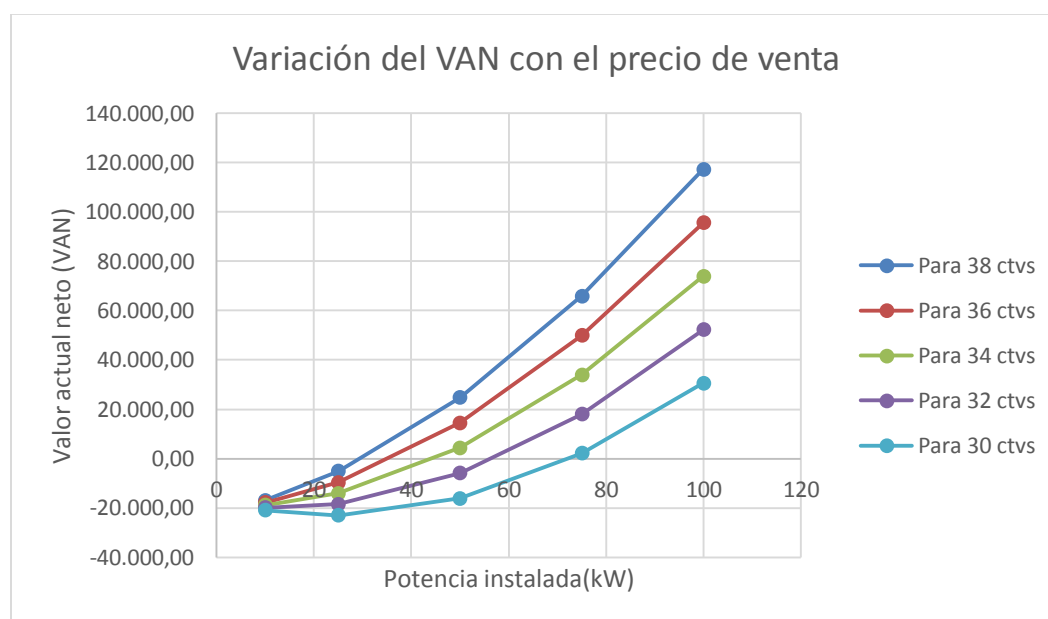


Figura 4. 6 Variación del VAN respecto al precio de venta de la energía fotovoltaica.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Al igual que el caso de la TIR, el VAN va disminuyendo cuando disminuye el precio de venta de la energía fotovoltaica, los datos con los que se realizó el gráfico se muestran a continuación:

POTENCIA (kW)	VAN 38 ctvs.	VAN 36 ctvs.	VAN 34 ctvs.	VAN 32 ctvs.	VAN 30 ctvs.
10	-16.856,43	-17.861,97	-18.867,52	-19.873,07	-20.878,62
25	-5.157,00	-9.606,62	-14.056,18	-18.505,74	-22.955,29
50	24.697,20	14.507,61	4.318,03	-5.871,55	-16.061,13
75	65.834,07	49.904,47	33.974,87	18.045,28	2.115,68
100	117.237,98	95.568,37	73.898,75	52.229,14	30.559,53

Tabla 4. 21 Variación del VAN respecto al precio de venta de la energía fotovoltaica.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

4.2.3 Costos por venta de excedentes de energía eléctrica generada en el sector industrial.

Para el sector industrial, se ha analizado los mismos casos que para el sector comercial, la demanda por cliente aumenta como se puede ver en la siguiente tabla:

	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	Consumo promedio anual
consumo(kWh)	73.960.434,00	70.059.771,00	76.010.209,00	83.610.028,00	76.597.477,00	73.157.356,00	78.616.805,00	85.993.941,00	85.623.706,00	86.511.808,00	85.451.587,00	85.451.587,00	
clientes	13.761,00	13.664,00	13.896,00	13.920,00	13.974,00	14.017,00	14.196,00	14.342,00	14.358,00	14.424,00	14.467,00	14.510,00	
Industrial	5.374,64	5.127,33	5.469,93	6.006,47	5.481,43	5.219,19	5.537,95	5.995,95	5.963,48	5.997,77	5.906,66	5.889,15	5.664,16

Tabla 4. 22 Consumo promedio sector industrial

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

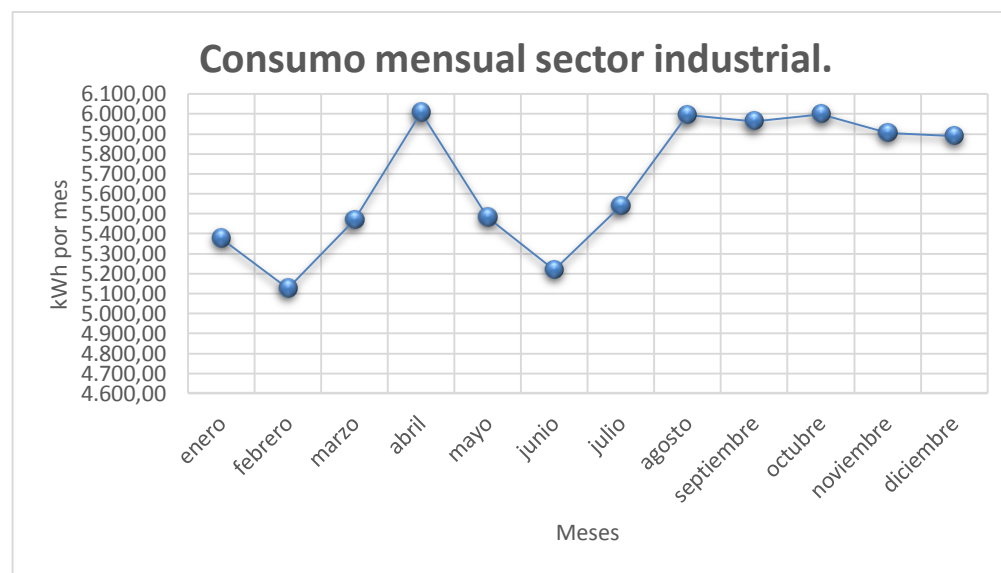


Figura 4. 7 Consumo mensual sector industrial

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

El valor facturable de consumo de energía utilizado es el promedio de un año para un cliente industrial, este valor es de 5664,16 kWh. (Tabla 4.12)

Tabla 4. 23 Precio total de la energía para un cliente industrial.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para un parque generador de 10 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

Tabla 4. 24 Indicadores econ3micos parque generador de 10 kW sector industrial.
Fuente: Carlos D Galarza A, 3scar S3nchez J

Para un parque generador de 25 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

VALOR ACTUAL NETO	-168.527,11
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	-0,91
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	-12,27%

Tabla 4. 25 Indicadores económicos parque generador de 25 kW sector industrial.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para un parque generador de 50 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

VALOR ACTUAL NETO	-142.557,26
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	0,19
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	-6,39%

Tabla 4. 26 Indicadores económicos parque generador de 50 kW sector industrial.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para un parque generador de 75 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

VALOR ACTUAL NETO	-95.408,26
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	0,61
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	2,87%

Tabla 4. 27 Indicadores económicos parque generador de 75 kW sector industrial.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para un parque generador de 100 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

VALOR ACTUAL NETO	-38.264,33
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	0,87
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	6,61%

Tabla 4. 28 Indicadores económicos parque generador de 100 kW sector industrial.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

La TIR y el VAN para estos proyectos no son valores positivos para todas las potencias generadas, los proyectos no son viables ya que la energía entregada por los parques

generadores no es suficiente para abastecer la demanda total de cada industria, para el caso de 10 kW, 25 kW y 50 kW la TIR es negativa lo que hace que el proyecto sea rechazado, para los parques de 75 kW y 100 kW la TIR es positiva, pero el VAN es negativo; se debería considerar otros criterios para su implementación, por ejemplo vender la totalidad de la producción sería una opción, o no abastecer toda la carga con la generación fotovoltaica sino sectorizar la industria y abastecer cargas menores como lo son las luminarias o tomacorrientes que alimenten equipos de oficina que no tengan gran demanda; otra posibilidad sería instalar un parque generador de mayor potencia, esto dependerá de la capacidad de cada industria, se tendría que considerar nuevos precios para la inversión inicial además de la necesidad de un transformador para realizar la conexión a la red de distribución; este puede ser un tema de estudio posterior.

En este trabajo se ha considerado la compra de dos inversores, ya que su vida útil es de doce años y la de la instalación es de 25 años, a medida que se desarrolle la tecnología fotovoltaica tal vez se pueda contar con inversores que cuenten con una vida útil igual a la del resto de la instalación para de esta manera abaratar costos de inversión.

Para los cálculos anteriores se utilizó una tarifa de 0,40 dólares por cada kWh generado que es la tarifa aceptada por el CONELEC.

Considerando que los indicadores económicos determinan que estos proyectos no son viables, no se realiza la gráfica para cada uno de ellos pues sería irrelevante analizarla.

4.2.4 Análisis de costos por venta total de la energía eléctrica generada.

Otra opción para la implementación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red es la venta total de la energía generada, para este caso se evalúan las mismas potencias generadas en los casos anteriores, los costos de implementación y los valores generados se mantienen, pero en este caso ya no se comparará este dato con la demanda requerida por cada cliente.

Los indicadores económicos para cada caso se presentan a continuación:

Para un parque generador de 10 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

VALOR ACTUAL NETO	2.111,72
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	1,05
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	8,79%

Tabla 4. 29 Indicadores económicos parque generador de 10 kW venta total
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para un parque generador de 25 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

VALOR ACTUAL NETO	17.255,09
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	1,18
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	10,33%

Tabla 4. 30 Indicadores económicos parque generador de 25 kW venta total
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para un parque generador de 50 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

VALOR ACTUAL NETO	52.849,34
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	1,30
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	11,69%

Tabla 4. 31 Indicadores económicos parque generador de 50 kW venta total
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para un parque generador de 75 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

VALOR ACTUAL NETO	99.726,26
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	1,41
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	12,79%

Tabla 4. 32 Indicadores económicos parque generador de 75 kW venta total
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para un parque generador de 100 kW se tiene los siguientes indicadores económicos:

VALOR ACTUAL NETO	156.870,19
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	1,52
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	13,85%

Tabla 4. 33 Indicadores económicos parque generador de 100 kW venta total
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

En este caso todos los indicadores económicos son positivos y la TIR es mayor a la tasa pasiva ofrecida por el banco, lo que hace que los proyectos sean viables, la tarifa con la que se ha calculado los valores es de 0,40 dólares por cada kW generado en los parques fotovoltaicos.

El gráfico que nos muestra la variación de la TIR con respecto a la potencia instalada es el siguiente:

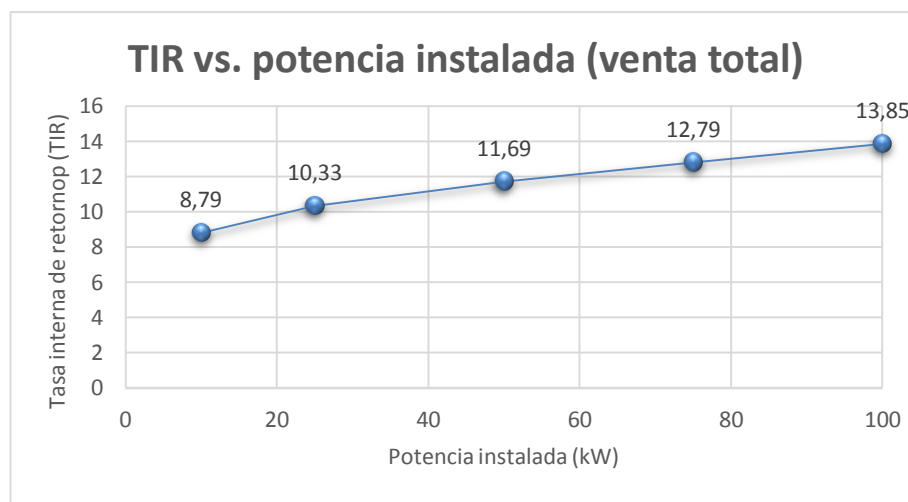


Figura 4. 8 TIR vs. Potencia instalada
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

En el gráfico se muestra que los valores de la TIR para cada una de las potencias generadas son mayores que la tasa pasiva que se maneja actualmente correspondiente al 4,53%, por eso se concluye que los proyectos son viables y pueden ejecutarse.

Para el VAN se tiene el siguiente gráfico:

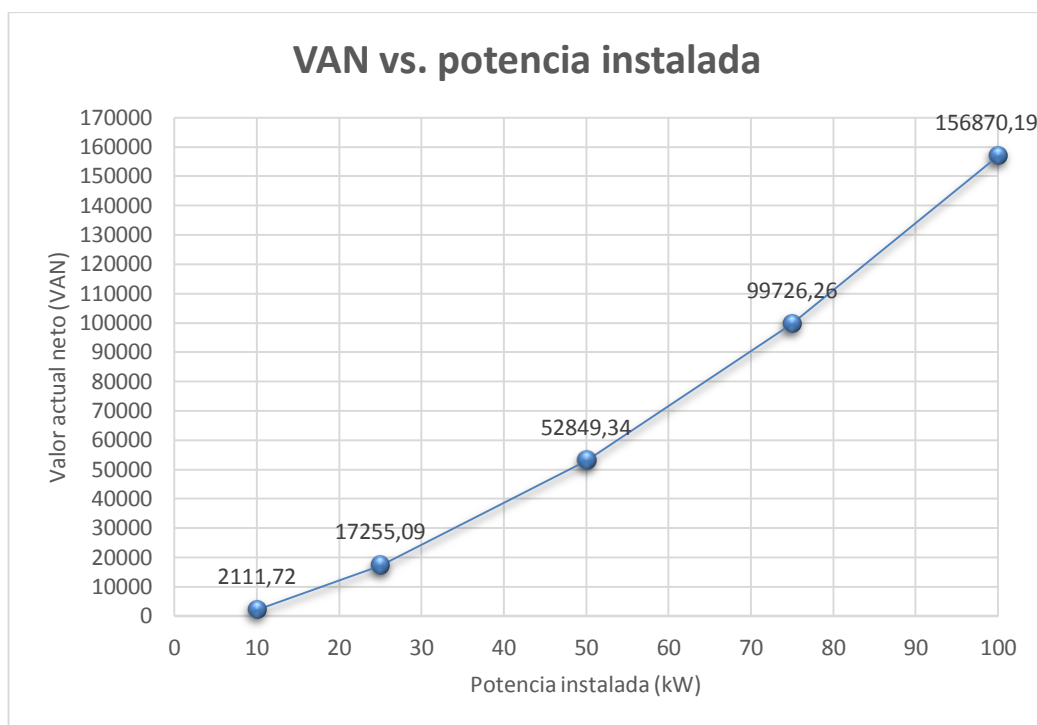


Figura 4. 9 TIR vs. Potencia instalada
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Al revisar el valor actual neto de cada proyecto se aprecia que siempre es positivo y que al aumentar la potencia de generación este valor se va incrementando considerablemente.

Los análisis anteriores se han realizado con un precio de venta de la energía solar fotovoltaica de 0,40 dólares, ahora se considerará valores menores para determinar cómo esto afecta a los indicadores.

La tabla de datos con la que se desarrollará los gráficos es la siguiente:

POTENCIA (kW)	TIR 38 ctvs.	TIR 36 ctvs.	TIR 34 ctvs.	TIR 32 ctvs.	TIR 30 ctvs.
10	8,12	7,42	6,71	5,97	5,2
25	9,72	9,09	8,43	7,74	7,03
50	10,96	10,21	9,44	8,66	7,85
75	12,04	11,27	10,48	9,68	8,85

100	13,08	12,29	11,48	10,65	9,8
-----	-------	-------	-------	-------	-----

Tabla 4. 34 Comparación de la TIR respecto al precio de venta (venta total)
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

El gráfico para cada caso es el siguiente:

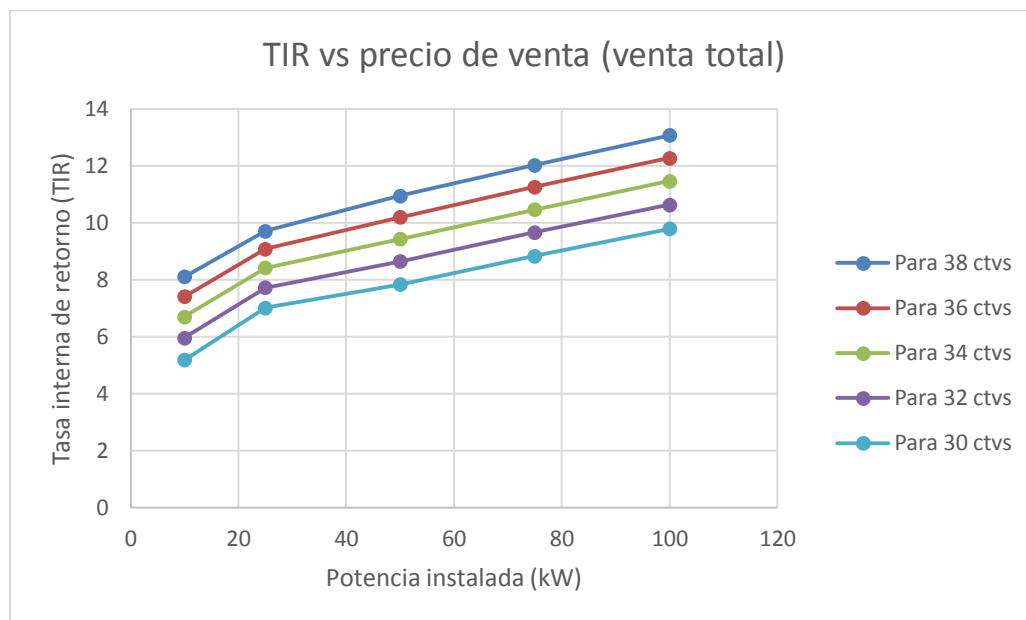


Figura 4. 10 TIR vs. Precio de venta
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Como se observa en el gráfico los valores de la TIR, siempre son mayores a la tasa pasiva actual, lo que asegura una inversión confiable si se deja llevar solo por este parámetro, y a la vez se observa que el precio de venta para la energía fotovoltaica podría ser de 0,30 dólares y se mantendría una TIR mayor a la tasa pasiva pero hay que considerar que para el caso de generación de 10 kW es un valor muy próximo al límite inferior por lo que no sería conveniente fijar esta tarifa como la definitiva, por otra parte se debe considerar el VAN que se detalla a continuación:

Para el análisis del VAN se tiene los siguientes datos:

POTENCIA (kW)	VAN 38 ctvs.	VAN 36 ctvs.	VAN 34 ctvs.	VAN 32 ctvs.	VAN 30 ctvs.
10	-184,30	-2.480,31	-4.776,32	-7.072,33	-9.368,35
25	12.153,12	7.051,16	1.949,19	-3.152,77	-8.254,74
50	41.369,30	29.889,25	18.409,21	6.929,16	-4.550,88
75	82.506,20	65.286,14	48.066,07	30.846,01	13.625,95
100	133.910,11	110.950,03	87.989,95	65.029,87	42.069,79

Tabla 4. 35 Comparación del VAN respecto al precio de venta (venta total)

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

El gráfico para cada caso es el siguiente:

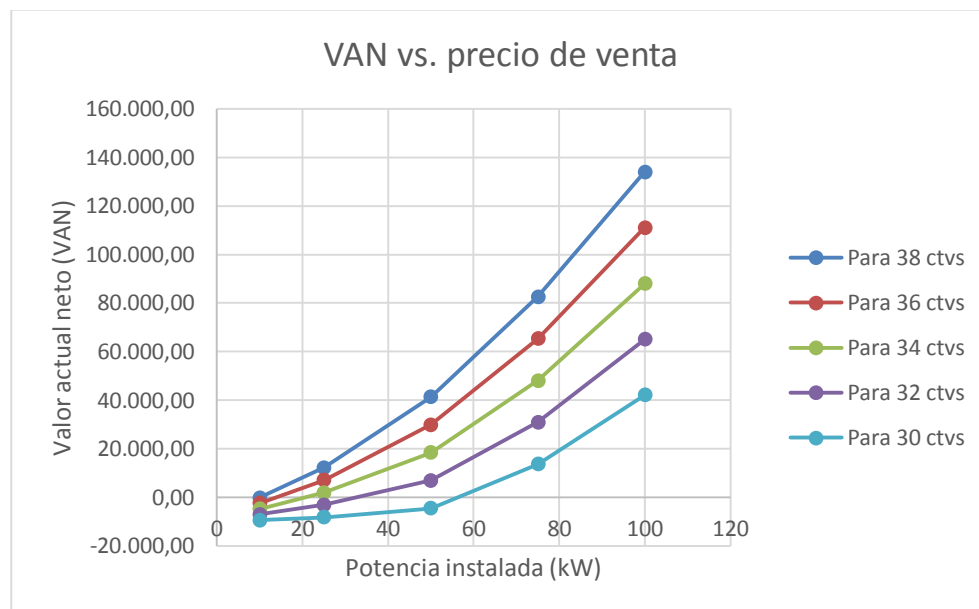


Figura 4. 11 VAN vs. Precio de venta

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Como indican los datos de las Tabla 4,19, para potencias pequeñas de generación la tarifa más conveniente es la fijada por el CONELEC; 0,40 dólares pues si se la baja el VAN resulta negativo y se debería rechazar el proyecto; para las potencias de 50 kW, 75 kW y 100kW se podría regular la tarifa en 0,32 dólares pues de esta manera tendrán una TIR y un VAN positivos lo que lleva a la conclusión que los proyectos son viables y producirán réditos en el futuro.

Según los análisis realizados de los diferentes escenarios propuestos, la venta total es la mejor opción si se desea recuperar la inversión de manera rápida, aunque para el sector comercial la venta de excedentes también es beneficiosa para el consumidor, en el caso del consumo industrial se debería tratar de implementar proyectos de potencias mayores pues de esta manera se podrían obtener réditos del mismo y se podría satisfacer la demanda propia de cada consumidor.

4.3 Financiamiento e incentivos.

Una vez conocidos los costos y los indicadores económicos de los proyectos fotovoltaicos se aborda el tema del financiamiento, considerando además los incentivos necesarios para su desarrollo.

El financiamiento se puede obtener directamente con la banca privada o en su defecto a través de la Corporación Financiera Nacional (CFN), que considera al sector de las energías renovables como susceptible de financiamiento.

4.3.1 Financiamiento

En el manual de crédito del primer piso en la categoría E división 40 del anexo A de la Corporación Financiera Nacional se señala que las actividades relacionadas con la generación, captación y distribución de energía eléctrica entran en la condición de financiable, por tal motivo esta institución representa una posibilidad al momento de realizar el crédito necesario para la inversión en los proyectos analizados anteriormente, especialmente para el sector comercial e industrial.

En este trabajo se han realizado los análisis económicos con una tasa activa del 8,59%, tasa que está estipulada por el banco central del Ecuador, en la CFN se puede encontrar tasas más convenientes que están entre el 7,5% y el 8,5%.

Para obtener el crédito de esta institución se deben cumplir ciertos requisitos que se los

puede obtener en la página de la Corporación Financiera Nacional como manuales de crédito.

4.3.1.1 Alternativas de financiamiento estatal

Una alternativa de financiamiento para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos es la creación por parte del Estado de una dependencia afín al proceso de financiamiento de este tipo de proyectos. Como ejemplo, en México existe el FIDE (Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica), que es un organismo de apoyo a nivel nacional a los usuarios que deseen realizar proyectos de generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos interconectados a la red, financiando hasta el 100% del monto total del proyecto.

Los requisitos son los siguientes:

- El interesado entrega la solicitud de crédito, adjunta el pago de energía eléctrica realizado durante el año previo a la solicitud y el monto que va a invertir.
- Se debe presentar también el informe técnico-económico del proyecto, esto es dimensionamiento del sistema, estimación de generación, estimación de ahorros tanto en demanda como en el aspecto monetario.
- Este organismo realizaría su propio análisis del proyecto y de ser aprobado se entregaría al interesado los fondos solicitados.
- Se firma el contrato entre las dos partes, se ejecuta el proyecto y este ente de préstamo le da seguimiento al proyecto hasta recuperar totalmente la inversión realizada.

Siguiendo el ejemplo anterior en Ecuador se podría establecer dos instituciones estatales que financien y den asesoramiento técnico en el desarrollo de sistemas de generación fotovoltaica, es decir la parte financiera estaría a cargo de la CFN quien recibiría el informe técnico sobre la factibilidad del proyecto del INER (Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables), organismo creado por Decreto Ejecutivo No. 1048 y puesto en vigencia con la publicación del Registro Oficial No. 649, del 28 de febrero de 2012,

que tiene entre sus funciones el *“fomento, innovación y difusión de la eficiencia energética y la energía renovable; promoviendo las buenas prácticas para el uso racional de la energía y la implantación de tecnologías dirigidas al aprovechamiento de fuentes energéticas limpias y amigables con el ambiente.”*[¹]

Este instituto sería el encargado de revisar y aprobar todos los aspectos técnicos propios de los proyectos de energía eléctrica fotovoltaica, es decir velar por el cumplimiento de todas las normas técnicas establecidas, calidad y eficiencia de materiales, etc.

En caso de que el INER no pueda cumplir con este tipo de funciones se lo podría encargar a otras instituciones como los colegios de ingenieros eléctricos y electrónicos del sector donde se vaya a realizar el proyecto, al SIDE (Sociedad de Ingenieros del Ecuador) o la propia empresa distribuidora donde se van a conectar los generadores debería encargarse de este análisis técnico y presentarlo a la CFN o a la institución financiera en la que el cliente este aplicando para el respectivo financiamiento.

4.3.2 Incentivos.

Los incentivos pueden ser de varias índoles; tributarios, económicos, ambientales, entre otros. El Código de la Producción vigente en el país estipula lo siguiente: *“Se considerará actividad productiva al proceso mediante el cual la actividad humana transforma insumos en bienes y servicios lícitos, socialmente necesarios y ambientalmente sustentables, incluyendo actividades comerciales y otras que generen valor agregado. [34]”*

Como se observa en el párrafo anterior, las actividades ambientales sustentables son consideradas actividades productivas, por tal motivo los proyectos de generación fotovoltaica reciben todos los incentivos que se estipule en este código, además en el artículo 4 literal c del mismo código menciona que uno de los objetivos de este nuevo código es fomentar el uso de tecnologías ambientales limpias y energías alternativas.

Entre los incentivos que brinda este nuevo código y que son de interés para los promotores

están los siguientes:

Capítulo III, artículo 19 literal g.

- *“Libre acceso al sistema financiero nacional y al mercado de valores para obtener recursos financieros de corto, mediano y largo plazos”*

Como incentivo tributario constan los siguientes literales:

- La reducción progresiva de tres puntos porcentuales en el impuesto a la renta.
- Las deducciones adicionales para el cálculo del impuesto a la renta, como mecanismos para incentivar la mejora de productividad, innovación y para la producción eco-eficiente;
- La exoneración del impuesto a la salida de divisas para las operaciones de financiamiento externo;
- La exoneración del anticipo al impuesto a la renta por cinco años para toda inversión nueva
- La reforma al cálculo del anticipo del impuesto a la renta.

Cada uno de los anteriores son los incentivos que el gobierno propone para los comerciales o industriales que realicen alguna actividad productiva en la que se preserve el medio ambiente.

Además de las anteriores en el mismo código en el Libro V de la Competitividad Sistémica y de la Facilitación Aduanera en el artículo 98 el Estado se compromete a un trato no discriminatorio en el sector eléctrico; el artículo manifiesta: *“En el sector eléctrico, los proyectos nuevos de las empresas nacionales privadas de generación eléctrica, gozarán de igual tratamiento, mecanismo y condición de garantía y/o pago en la compra de energía, que el aplicado para las transacciones internacionales de electricidad, acorde con las decisiones de la Comunidad Andina y las disposiciones normativas emitidas por el ente*

regulador del sector eléctrico, respecto de las garantías de pago, previo informe favorable por cada caso del Ministerio de Electricidad y del Ministerio de Finanzas.”[2]

Analizando el párrafo anterior el Estado se compromete a ayudar al sector privado que quiera realizar proyectos de generación y a comprar la energía producida en este tipo de instalaciones al mismo precio y en las mismas condiciones que para las generadoras de propiedad pública.

En el campo de materia ambiental, los promotores que deseen implementar los proyectos de generación fotovoltaica podrían obtener las certificaciones ISO correspondientes como lo son la 14000 y la 14001 para sus respectivas industrias, obteniendo una mejor reputación en el mercado y cumpliendo con estándares internacionales de calidad.

Al tratarse de energías renovables con tecnologías modernas los precios para implementar este tipo de proyectos aún son altos; debido a esto se propone que el Estado subsidie parte de la inversión eliminando el pago del IVA al equipamiento o tomar como sujetos pasivos de este impuesto a los usuarios que deseen implementar este tipo de proyectos.

El impacto de esta medida se puede verificar tomando como referencia los análisis realizados anteriormente para el proyecto de generación de 100 kW para el sector comercial, industrial y para la venta total.

Para la generación de 100 kW con venta de excedentes para el sector comercial se obtienen los siguientes indicadores económicos:

- Indicadores con IVA.

VALOR ACTUAL NETO	138.907,60
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	1,46
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	13,24%

Tabla 4. 36 Parque generador de 100 kW venta de excedentes sector comercial con IVA.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

- Indicadores sin IVA

VALOR ACTUAL NETO	169.192,73
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	1,62
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	14,93%

Tabla 4. 37 Parque generador de 100 kW venta de excedentes sector comercial sin IVA.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para la generación de 100 kW con venta de excedentes para el sector industrial se obtienen los siguientes indicadores económicos:

- Indicadores con IVA.

VALOR ACTUAL NETO	-38.264,33
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	0,87
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	6,61%

Tabla 4. 38 Parque generador de 100 kW venta de excedentes sector industrial con IVA.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

- Indicadores sin IVA

VALOR ACTUAL NETO	-7.979,20
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	0,97
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	7,82%

Tabla 4. 39 Parque generador de 100 kW venta de excedentes sector industrial sin IVA.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para la generación de 100 kW con venta total de la producción se obtienen los siguientes indicadores económicos:

- Indicadores con IVA.

VALOR ACTUAL NETO	156.870,19
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	1,52
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	13,85%

Tabla 4. 40 Parque generador de 100 kW venta total con IVA.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

- Indicadores sin IVA

VALOR ACTUAL NETO	187.155,33
RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)	1,69
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	15,59%

Tabla 4. 41 Parque generador de 100 kW venta total sin IVA.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Como se observa, si el IVA no es cobrado los indicadores mejoran, el valor actual neto mejora en un 17,9% para la venta de excedentes en el sector comercial, 20,85% para la venta de excedentes en el sector industrial, y del 16,18% en lo que tiene que ver con la venta total; para la relación costo beneficio los valores aumentan en 0,16; 0,1; 0,17 respectivamente, y finalmente para la TIR se tiene un aumento de 1,69%, 1,21% y 1,74% respectivamente para cada caso.

Gráficamente, para el sector comercial los valores cambiarían de la siguiente manera:

- Variación del VAN en el sector comercial:

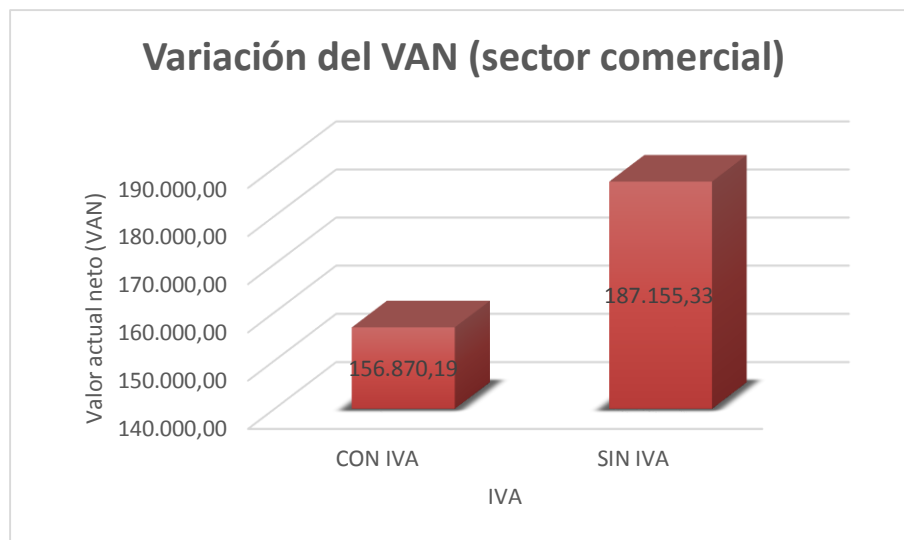


Figura 4. 12 Variación del VAN (sector comercial).

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

- Variación de la relación costo/beneficio en el sector comercial:

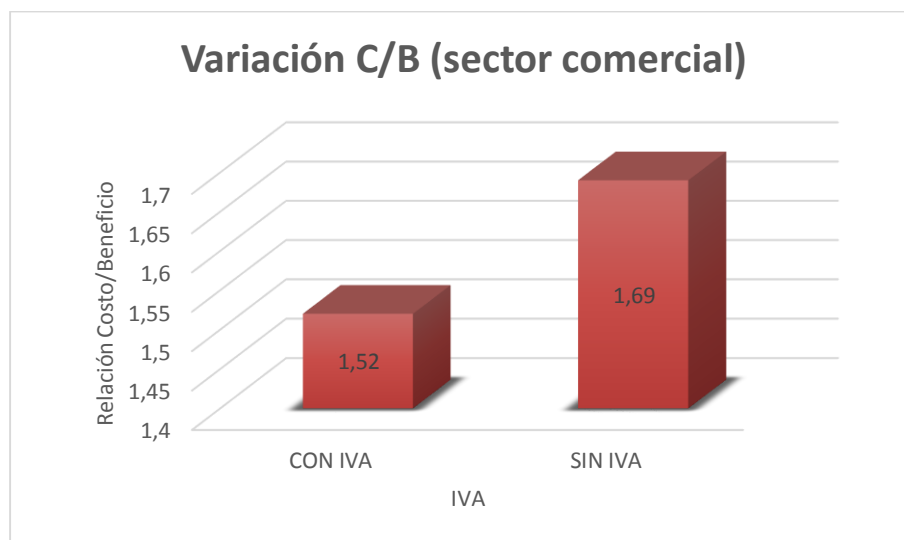


Figura 4. 13 Variación de la relación costo/beneficio (sector comercial).

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

- Variación de la TIR en el sector comercial:

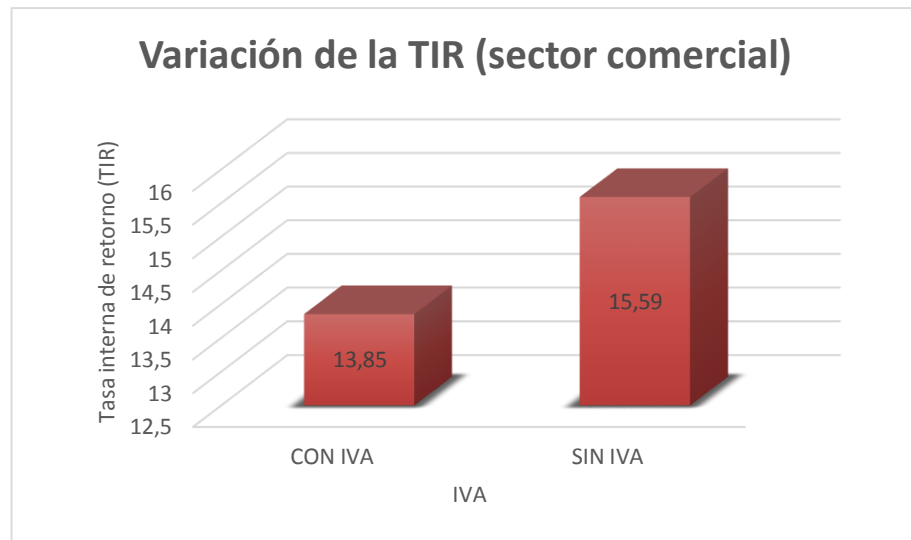


Figura 4. 14 Variación de la TIR (sector comercial).

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para el sector industrial los valores cambiarían de la siguiente manera:

- Variación del VAN en el sector industrial:

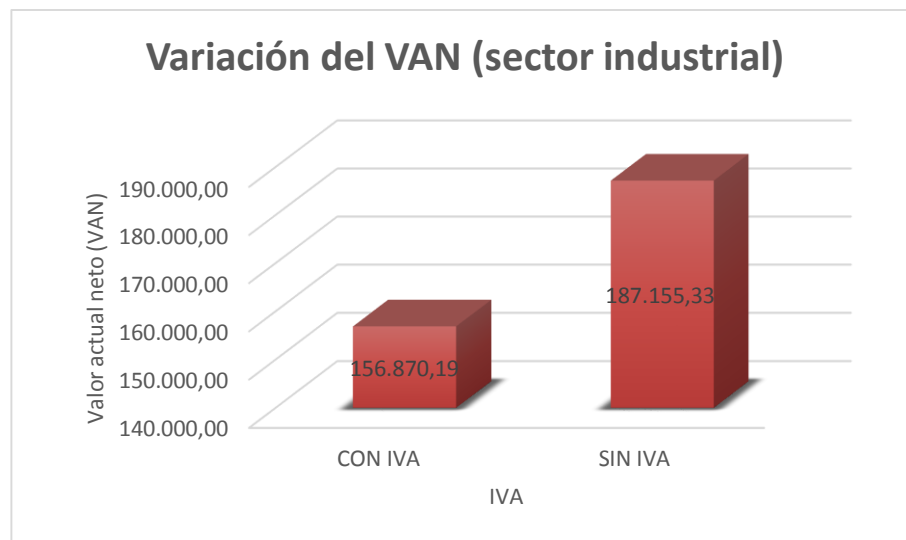


Figura 4. 15 Variación del VAN (sector industrial).

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

- Variación de la relación costo/beneficio en el sector industrial:

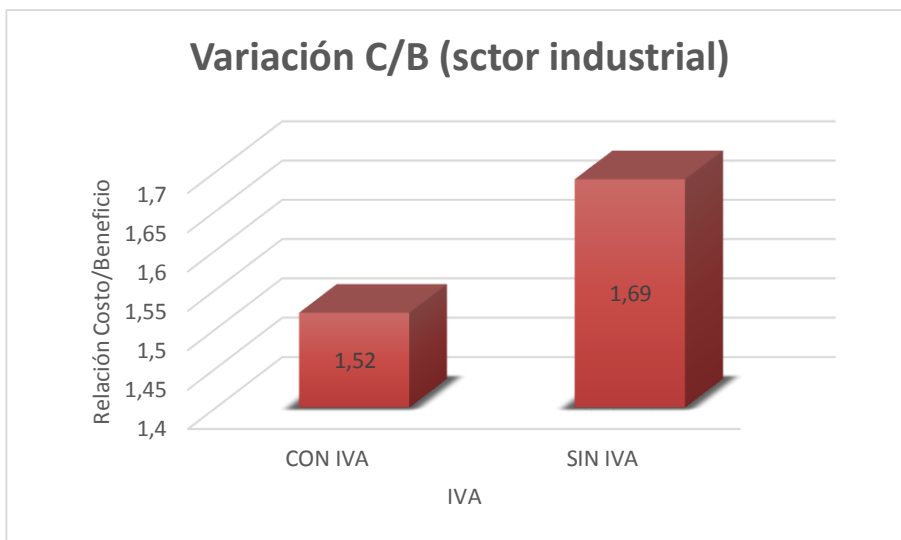


Figura 4. 16 Variación de la relación costo/beneficio (sector industrial).
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

- Variación de la TIR en el sector industrial:

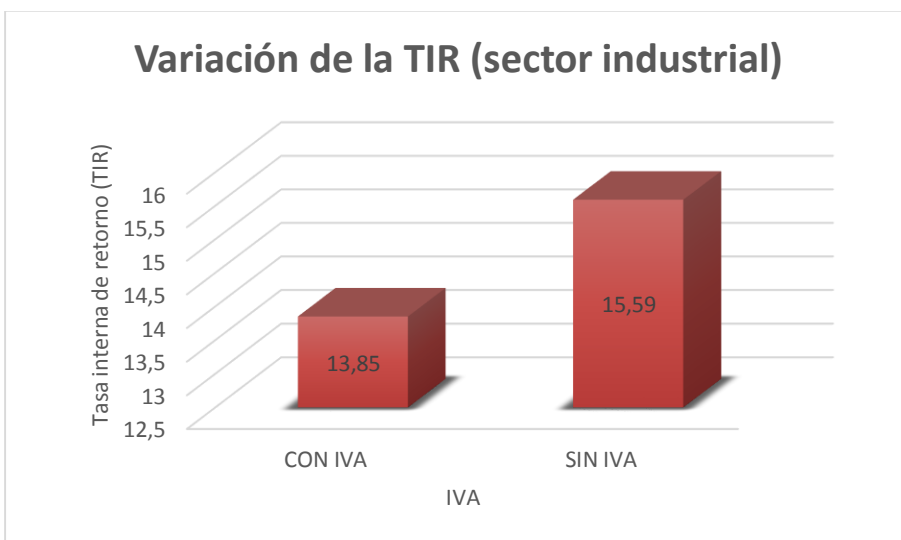


Figura 4. 17 Variación de la TIR (sector industrial).
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para la venta total los valores cambiarían de la siguiente manera:

- Variación del VAN para la venta total:

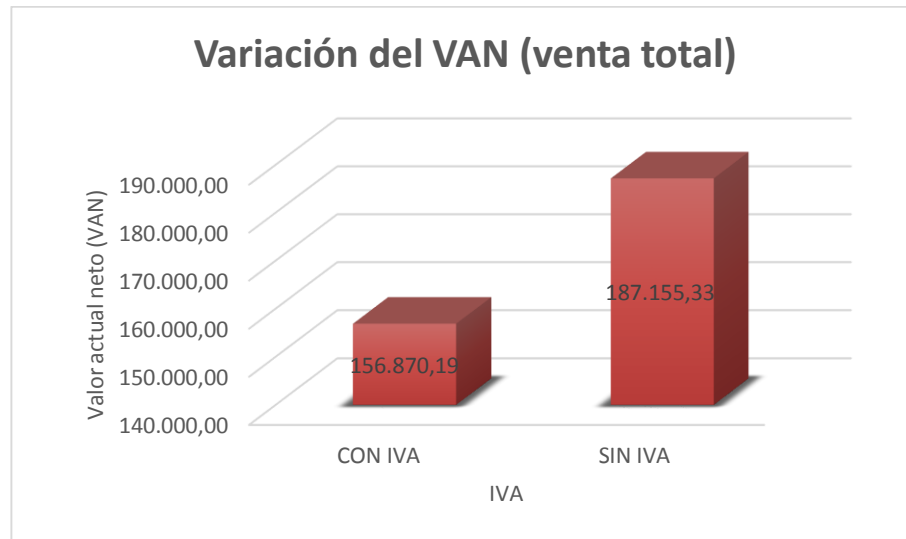


Figura 4. 18 Variación del VAN (venta total).
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

- Variación de la relación costo/beneficio para la venta total:

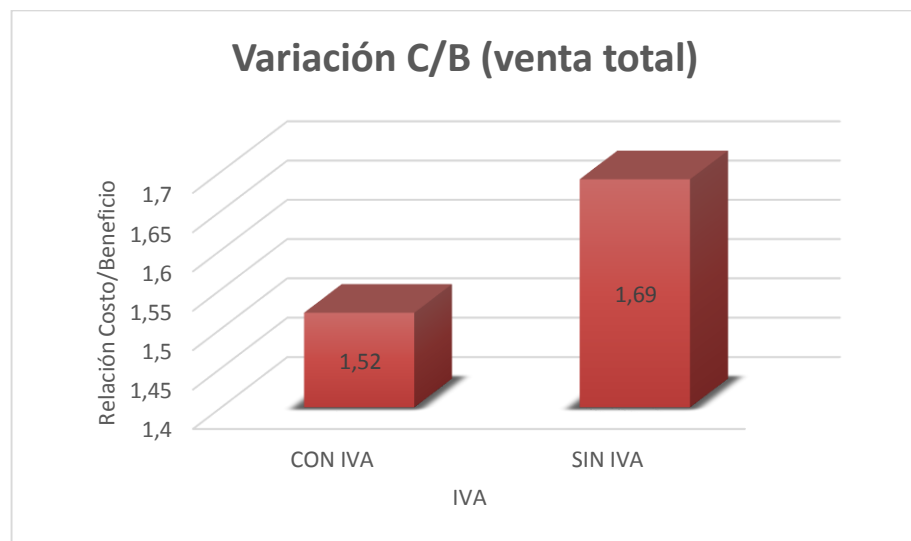


Figura 4. 19 Variación de la relación costo/beneficio (venta total).
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

- Variación de la TIR para la venta total:

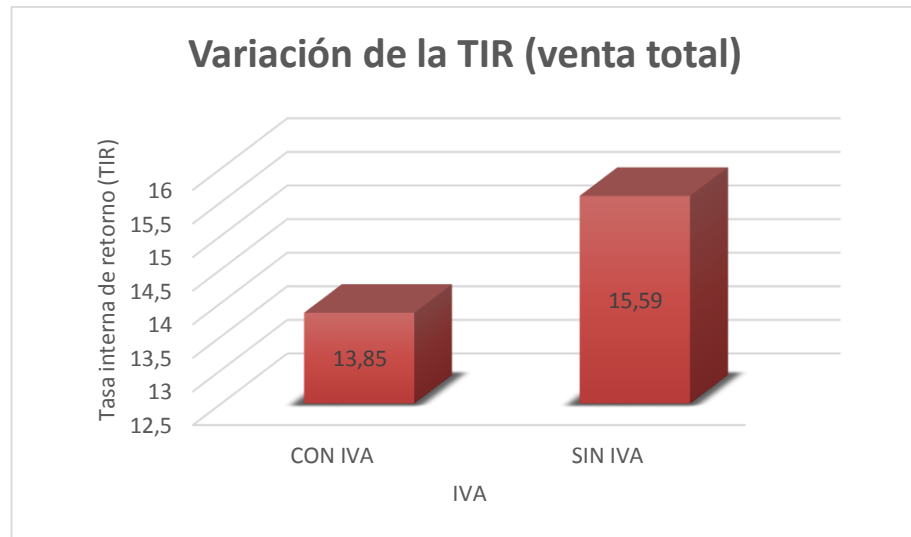


Figura 4. 20 Variación de la TIR (venta total).
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Analizando los datos anteriores se observa que sin IVA los indicadores económicos son más favorables para el inversionista y por lo tanto promoverán la instalación de este tipo de proyectos.

Otra alternativa para el financiamiento de estos proyectos es la rebaja de las tasas activas de interés, la tasa actual es de 8,17%, para observar su impacto se rebajará esta tasa en 0,5% para cada ejemplo y se observará si aumentan los indicadores económicos.

Para este análisis se utilizará el caso de generación con venta de excedentes en el sector comercial, industrial y la venta total para un parque de 100 kW.

Para el sector comercial se obtienen los siguientes datos variando la tasa activa de interés:

SECTOR COMERCIAL (100 kW)		
Tasa activa	VAN	C/B
8,17	138.907,60	1,46
8	145.369,41	1,48
7,5	165.296,98	1,54
7	186.700,00	1,61
6,5	209.716,73	1,68
6	234.500,37	1,76
5,5	261.220,85	1,85
5	290.066,84	1,93
4,5	321.248,05	2,03
4	354.997,76	2,13
3,5	391.575,80	2,24
3	431.271,81	2,36
2,5	474.408,99	2,48
2	521.348,41	2,62
1,5	572.493,77	2,76
1	628.296,96	2,92
0,5	689.264,32	3,09
0	755.963,74	3,27

Tabla 4. 42 Variación del VAN y C/B con la tasa activa sector comercial.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para el sector industrial se obtienen los siguientes datos variando la tasa activa de interés:

SECTOR INDUSTRIAL (100 kW)		
Tasa activa	VAN	C/B
8,17	-38.264,33	0,87
8	-34.486,30	0,89
7,5	-22.829,97	0,92
7	-10.302,02	0,97
6,5	3.179,99	1,01
6	17.707,48	1,06
5,5	33.381,91	1,11
5	50.316,03	1,16
4,5	68.635,21	1,22
4	88.479,04	1,28
3,5	110.003,08	1,35
3	133.380,83	1,42
2,5	158.806,06	1,50

2	186.495,32	1,58
1,5	216.690,91	1,67
1	249.664,20	1,76
0,5	285.719,42	1,87
0	325.197,97	1,98

Tabla 4. 43 Variación del VAN y C/B con la tasa activa sector industrial.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Para el sector industrial se obtienen los siguientes datos variando la tasa activa de interés:

VENTA TOTAL (100 kW)		
Tasa activa	VAN	C/B
8,17	156.870,19	1,52
8	163.602,96	1,54
7,5	184.365,50	1,61
7	206.664,37	1,68
6,5	230.643,45	1,75
6	256.462,17	1,83
5,5	284.297,35	1,92
5	314.345,33	2,01
4,5	346.824,30	2,11
4	381.977,00	2,22
3,5	420.073,75	2,33
3	461.415,89	2,45
2,5	506.339,69	2,58
2	555.220,76	2,72
1,5	608.479,07	2,87
1	666.584,72	3,04
0,5	730.064,38	3,21
0	799.508,79	3,40

Tabla 4. 44 Variación del VAN y C/B con la tasa activa venta total.
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Comparando cada caso gráficamente se tiene lo siguiente:

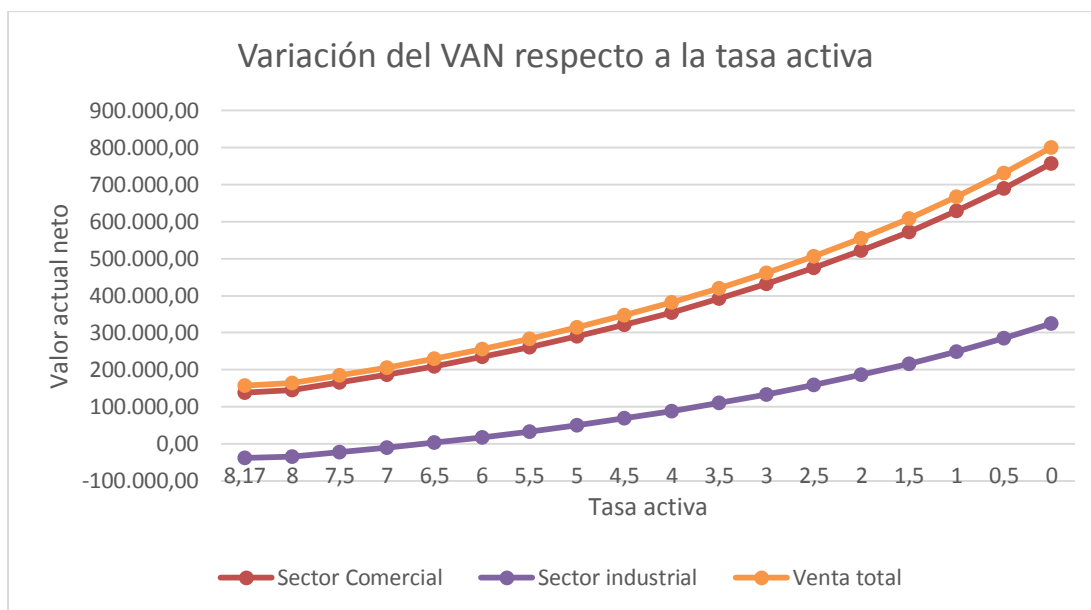


Figura 4. 21 Variación del VAN respecto a la tasa activa.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

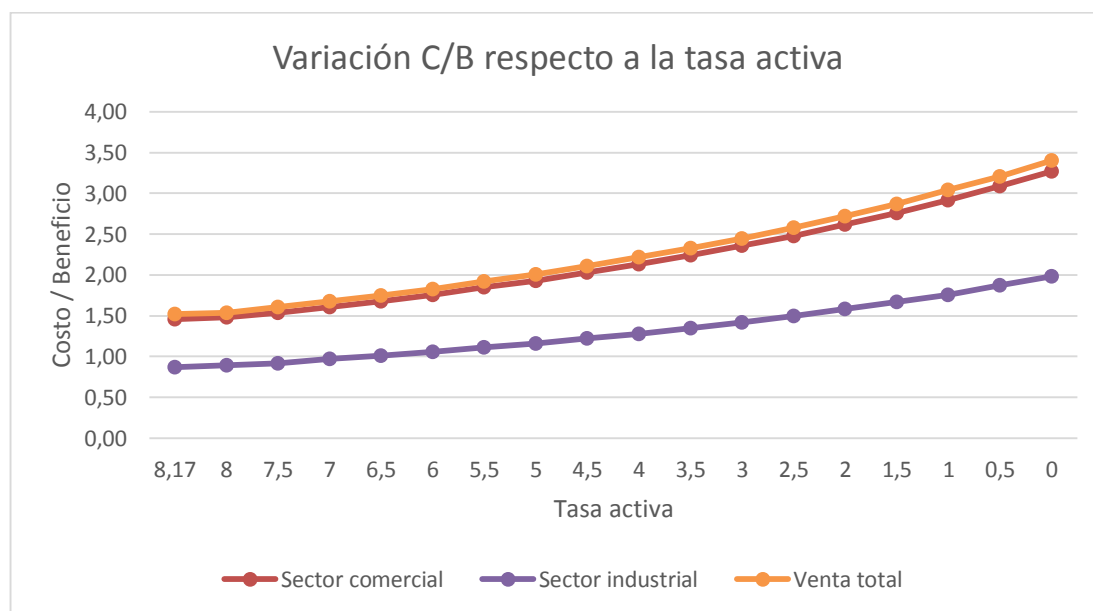


Figura 4. 22 Variación del C/B respecto a la tasa activa.

Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Como se observa en los gráficos anteriores los indicadores económicos mejoran con la disminución de la tasa activa, esto demuestra que la reducción de intereses puede incentivar el desarrollo de parques generadores con energía solar fotovoltaica, como ejemplo se podría fijar una tarifa menor para este tipo de proyectos dependiendo del sector en el cual se vaya a implementar, pues como se ha visto para la venta de excedentes en el sector comercial y para la venta total de generación no sería necesaria una rebaja significativa pero para la venta de excedentes en el sector industrial se puede fijar una tasa de interés de alrededor del 6%, que es el interés en el cual el proyecto comienza a mejorar sus indicadores y a ser viable.

Lo expuesto anteriormente es una alternativa para reducir los costos de las instalaciones de energías fotovoltaicas y podría ser aplicada hasta que la reducción de precios haga competitivas este tipo de instalaciones y requiere las autorizaciones de organismos estatales como el Banco Central del Ecuador (BCE) y Servicio de Rentas Internas (SRI).

4.3.2.1 Rol de las Universidades.

Las universidades podrían establecer centros de enlace con el medio externo con el fin de solventar las necesidades de diseño de los sistemas solares fotovoltaicos, reduciendo los costos de ingeniería y facilitando los procesos de aprobación de los requisitos técnicos asociados a los créditos.

4.4 Diseño de normativa.

Una vez desarrollada la investigación sobre las posibilidades para gestionar la comercialización en las empresas eléctricas del Ecuador, tomando en cuenta los incentivos y los costos de desarrollo de un parque generador fotovoltaico, se procede a desarrollar la propuesta de normativa que fomente el desarrollo de las instalaciones fotovoltaicas en el país, con beneficio a los productores y comercializadores de productos y equipos y para el Estado, debido a la reducción de subsidios, y al planeta en general, debido a la reducción de

emisiones.

Para el diseño de la normativa se considerarán los estudios desarrollados en capítulos anteriores, tomando en cuenta los costos de remuneración de la energía vendida a la red de acuerdo a la capacidad instalada, la medición y el punto de entrega. Además, se analizarán los requerimientos hacia las empresas de distribución de asegurar el cumplimiento y habilitación de las instalaciones, para receptar la energía producida por las instalaciones fotovoltaicas.

Durante el desarrollo de esta investigación se encontraron referencias importantes en normativas extranjeras y locales que serán consideradas en lo pertinente. También se tomarán en cuenta las políticas de desarrollo e incentivo aplicados en otros países, orientadas a la incorporación de la energía fotovoltaica a los mercados eléctricos y a la participación de los consumidores en la inyección de energía limpia y con una remuneración justa.

4.4.1 Propuesta de normativa.

La presente normativa regula la actividad de producción de energía eléctrica mediante sistemas solares fotovoltaicos en Ecuador.

La política energética en el país debe posibilitar, mediante la búsqueda de la eficiencia energética en la generación de electricidad y la utilización de fuentes de energías renovables, la reducción de gases de efecto invernadero y la eficiencia en la generación de electricidad; todo esto aprovechando el recurso renovable más abundante en el país.

El marco económico establecido en la presente normativa garantiza a los dueños de las instalaciones una retribución razonable para sus inversiones y la vigencia de los precios en un promedio óptimo de acuerdo a la vida útil de los equipos que conforman la instalación.

1. Objetivo.

La presente normativa tiene como objetivo establecer condiciones y requisitos administrativos, económicos, técnicos para la conexión y despacho de energía eléctrica entregada a las redes de distribución y por ende al sistema nacional interconectado y/o a los sistemas aislados a la red.

2. Ámbito de aplicación.

El desarrollo de esta regulación se aplicará en instalaciones solares fotovoltaicas de hasta 100 kW, tanto para la venta total de la energía producida como para los excedentes, considerando lo siguiente:

2.1 Cuando las instalaciones se conecten a las líneas de distribución de tensión de hasta 1000 V de las empresas distribuidoras, ya sea directamente o a través de una conexión interior de un consumidor.

2.2 Cuando los sistemas de generación de hasta 5 kW, se conecten directamente a la red de baja tensión (220/127)

2.3 Cuando las instalaciones conectadas superen los 5 kW, la conexión debe ser trifásica a una tensión inferior a 1000 V conectadas al lado de baja de un transformador, y siempre que la potencia instalada de generación conectada a la red interior no supere los 100 kW.

3. Potencia de las instalaciones.

La potencia nominal a considerarse para las instalaciones conectadas a la red, será la especificada en la placa característica de los paneles instalados y la suma de todos estos para obtener el total de la instalación y no se considerará la disminución en la eficiencia de la instalación de acuerdo a los años de vida útil, hasta cumplir los 25 años de funcionamiento en donde se realizará un nuevo levantamiento de datos si la instalación siguiera entregando energía a la red.

4. Definiciones.

Para el cumplimiento de la presente regulación se entenderá por:

Energía solar fotovoltaica: Energía eléctrica que se obtiene de convertir la energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica, y este proceso se consigue con ciertos materiales que tienen la propiedad de absorber fotones y emitir electrones, estos materiales están presentes en los paneles solares.

Sistema fotovoltaico conectado a la red: Energía solar fotovoltaica generada que no necesita de elementos de acumulación como baterías, debido a que toda la energía generada es canalizada directamente a la red, o primero conectada a una red interior para consumo propio y los excedentes son enviados a la red de distribución.

Generación distribuida: conjunto de sistemas de generación eléctrica que se encuentran conectados dentro de las redes de distribución y se caracterizan por su pequeña potencia y por su ubicación cercana a los puntos de consumo.

Red interior: Instalación eléctrica capaz de dar servicio a una instalación receptora que no pertenece a la red de distribución.

5. Requisitos para la habilitación y conexión a la red de distribución.

Los proyectos de generación podrán recibir el tratamiento preferente como generador no convencional, y para su proceso de calificación en el CONELEC se acompañará de la siguiente información:

5.1 Nombre, dirección, teléfono u otro medio de contacto.

5.2 Ubicación detallada de la instalación de generación.

5.3 Memoria descriptiva del proyecto, esquema unifilar de la instalación, especificaciones generales de los equipos, ubicación, características y coordenadas si fueran conocidas por el solicitante y propuesta de ubicación del punto de medida de acuerdo a lo propuesto por la empresa distribuidora.

5.4 Descripción de la tecnología utilizada entre las que se deben incluir las potencias pico y nominal de la instalación, características de los inversores, protecciones y elementos de conexión previstos.

5.5 Forma de conexión al sistema de distribución.

5.6 Certificación de propiedad del inmueble donde se desarrolla la instalación.

5.7 Declaración responsable del propietario del inmueble dando su conformidad a la solicitud de punto de conexión si fuera diferente del solicitante.

5.8 Copia certificada de solicitud y de la aceptación a trámite por el uso del recurso solar, por parte del organismo competente.

6. Calificación y obtención del título de habilitante.

Los generadores deberán presentar al CONELEC los documentos solicitados como requisitos para la habilitación y conexión a la red de distribución, para la calificación y posterior a esto será un requisito indispensable la obtención de los derechos de acceso y conexión a las redes de distribución de acuerdo a lo establecido en esta regulación.

El CONELEC no negará la solicitud de los generadores comerciales e industriales, para la venta de energía solar fotovoltaica a la red con excepción de que no se cumplan las características técnicas óptimas para la inyección de dicha energía a la red.

7. Punto de conexión a la red y medición.

El punto de conexión a la red y medición de la energía producida y/o consumida será el punto previsto por parte de la empresa distribuidora, adecuado técnicamente para entregar la energía producida..

El estudio de conexión a la red no supondrá en ningún caso un costo adicional para el solicitante por parte de la empresa distribuidora.

El sistema de medición comercial deberá cumplir los requisitos vigentes a los cuales se adapte la distribuidora que cubra el área de concesión en donde se ubique la instalación.

Para proyectos de generación a partir de los 50kW se debe contar con dispositivos y medios de comunicación que permitan la telemedición (lectura remota desde la empresa distribuidora) de los datos almacenados en los medidores.

Para proyectos de generación menores a 50kW se debe contar con dispositivos de medición con capacidad de almacenamiento de datos para que puedan ser registrados por la empresa distribuidora (no es necesaria la medición remota).

La precisión (clase) de los equipos de medición serán establecidos por la empresa distribuidora según su propia normativa.

Para que los proyectos de generación puedan ser declarados en operación comercial por parte de la empresa distribuidora y participar en el mercado, sus equipos de medición y medios de comunicación deberán estar previamente oficializados. La oficialización se otorga por parte de la empresa distribuidora cuando los resultados de una verificación demuestran el cumplimiento de los requisitos, en cuyo caso se procede al sellado de los equipos.

8. Condiciones técnicas de acceso y conexión.

El interesado en la generación y venta de la energía solar fotovoltaica solicitará a la empresa distribuidora el derecho de acceso y el punto y condiciones técnicas de conexión necesarias para la realización de los proyectos o la documentación técnica de la instalación.

A partir de la fecha de recepción de la solicitud en un plazo máximo de 45 días la empresa distribuidora notificará al solicitante su propuesta conjunta relativa a las condiciones de acceso y conexión, incluyendo por lo menos los siguientes puntos:

8.1 Voltaje máximo y mínimo al cual se registrará la instalación para conectarse a la red.

8.2 Es obligación del solicitante aceptar los puntos de medida y conexión a la red propuestos por la empresa distribuidora, incluyendo coordenadas, de conformidad con los criterios de medición vigentes en la distribuidora.

8.3 El punto de conexión y acceso a la red de distribución podrá ser negado si no se cumplieran con los criterios de seguridad, confiabilidad y continuidad del suministro, en resolución motivada por la empresa distribuidora.

8.4 En caso de disconformidad de las condiciones de conexión propuesto por la empresa distribuidora, el propietario de la instalación podrá dirigirse al órgano de la administración competente en los siguientes 30 días posteriores a la recepción de la propuesta, para que se proceda a una resolución de consenso entre las dos partes y dicha resolución deberá producirse en un plazo máximo de 60 días desde la fecha de la solicitud.

9. Condiciones operativas.

La energía eléctrica suministrada a la red eléctrica deberá constar con los mismos parámetros que están establecidos para los generadores convencionales, señalados en las regulaciones vigentes en el país.

Los generadores deberán instalar todos los equipos de conexión, protección, medición,

supervisión y control en el punto de acceso a la red, cumpliendo con las normativas vigentes y demás requisitos que exijan en los instructivos de conexión del distribuidor.

Los generadores inyectaran energía eléctrica a la red en el momento que crean conveniente o exista disponibilidad para el despacho de energía; los propietarios de las instalaciones tienen la obligación de enviar toda la información requerida en su momento por la empresa distribuidora con el fin de considerar su incidencia técnica y económica en la operación de la red de distribución.

10. Tarifas preferentes.

Las tarifas a remunerarse por la energía eléctrica medida en el punto de entrega, están expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos de América por kWh, estos precios serán exclusivamente para la producción de energía solar fotovoltaica dentro de los sectores comercial e industrial, y son los que se indican en las siguientes tablas.

Las tarifas correspondientes a la categoría de instalaciones solares fotovoltaicas para venta de excedentes de energía producida por parte del sector comercial están comprendidas en la siguiente tabla:

VENTA DE EXCEDENTES SECTOR COMERCIAL	
Potencia	Tarifa regulada cUSD/kWh
$P \leq 10\text{kW}$	40,03
$10 < P \leq 25\text{kW}$	40,03
$25 < P \leq 50\text{kW}$	34,73
$50 < P \leq 75\text{kW}$	31,15
$75 < P \leq 100\text{kW}$	28,49

Tabla 4. 45 Venta de excedentes sector comercial
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Las tarifas correspondientes a la categoría de instalaciones solares fotovoltaicas para venta de excedentes de energía producida por parte del sector industrial están comprendidas en la siguiente tabla:

VENTA DE EXCEDENTES SECTOR INDUSTRIAL	
Potencia	Tarifa regulada cUSD/kWh
$P \leq 10\text{kW}$	40,03
$10 < P \leq 25\text{kW}$	40,03
$25 < P \leq 50\text{kW}$	40,03
$50 < P \leq 75\text{kW}$	40,03
$75 < P \leq 100\text{kW}$	40,03

Tabla 4. 46 Venta de excedentes sector industrial
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

Las tarifas correspondientes a la categoría de instalaciones solares fotovoltaicas para venta total de la energía producida en los sectores comercial o industrial están comprendidas en la siguiente tabla:

VENTA TOTAL DE ENERGIA PRODUCIDA	
Potencia	Tarifa regulada cUSD/kWh
$P \leq 10\text{kW}$	39,83
$10 < P \leq 25\text{kW}$	35,51
$25 < P \leq 50\text{kW}$	32,19
$50 < P \leq 75\text{kW}$	29,73
$75 < P \leq 100\text{kW}$	27,57

Tabla 4. 47 Venta total de energía producida
Fuente: Carlos D Galarza A, Óscar Sánchez J

11. Vigencia de las tarifas.

Los precios expuestos en esta normativa se garantizan que tendrán una vigencia de 25 años a partir de la fecha de suscripción o de la firma del contrato que habilite como productor y vendedor de energía fotovoltaica a las empresas de distribución de Ecuador.

Una vez terminado el periodo de vigencia, si los generadores continúan en funcionamiento, las tarifas serán negociadas con la normativa vigente en esa época.

4.4.2 Reducción en los aportes tributarios.

Se recomienda mantener vigente el código de la producción en donde se incentiva a los proyectos que contribuyan al cambio a la matriz energética y al desarrollo rural de todo el país, y las zonas urbanas según se especifican en la disposición reformativa segunda y se reconoce la exoneración total del impuesto a la renta por cinco años (contados desde el primer año en el que se generen ingresos atribuibles directa y únicamente a la nueva inversión.) a las inversiones nuevas que se desarrollen en estos sectores.

A partir del quinto año de la exoneración total del impuesto a la renta y según el código de la producción, tendrán una rebaja adicional de cinco puntos porcentuales en la tarifa de Impuesto a la Renta.

Al tratarse de energías renovables con tecnologías modernas los precios para implementar este tipo de proyectos aún son altos; debido a esto se propone que el Estado subsidie parte de la inversión eliminando el pago del IVA al equipamiento o tomar como sujetos pasivos de este impuesto a los usuarios que deseen implementar este tipo de proyectos.

4.4.3 Líneas de crédito.

Se propone que los bancos del estado reduzcan las tasas activas de interés, considerando la potencia y sector en el que se va a realizar la instalación, debido a que el sector comercial y la venta total de energía de por si tienen una mayor rentabilidad, entonces se debería incentivar más al sector industrial donde se requiere instalaciones de mayor potencia.

Por parte de la banca privada también se debería apoyar este tipo de proyectos, no solo considerando las ganancias que se pueden obtener de ellos sino como un auspicio a la preservación del medio ambiente y como un aporte a la sociedad en general que busca reducir la contaminación ambiental.

4.5 Verificación de la hipótesis.

A lo largo de este trabajo se ha ido evaluando las diferentes alternativas con las que se puede vender energía eléctrica fotovoltaica, ya sea en forma excedentes o venta total de la producción. Utilizando hojas de cálculos se ha demostrado que este tipo de instalaciones son inversiones rentables y que aparte de satisfacer necesidades propias se puede vender la energía sobrante en forma de excedentes, y con los debidos incentivos y financiamientos se podrá constituir en una alternativa viable y a la vez responsable con el medio ambiente. Por lo citado anteriormente se verifica la hipótesis planteada al principio de este trabajo y se concluye que si es posible normar la actividad de este tipo de producción de energía en el país.

Esta actividad no sólo es rentable para el inversionista sino también para el Estado debido a que se diversifica la matriz energética a la vez que se impulsa la inversión por parte del sector comercial e industrial, además de elevar la seguridad del suministro eléctrico de cada empresa distribuidora

CONCLUSIONES:

1. La energía solar fotovoltaica como energía renovable es una fuente segura de suministro. En comparación con las fuentes no renovables, las ventajas son considerables: es no contaminante, no es necesario el uso de partes móviles en su instalación y en lo que respecta al mantenimiento este es bajo, no produce ruido y su instalación no destruye o modifica el entorno en el que se las realiza.
2. El desarrollo económico de un estado depende del desarrollo de su sector energético, mediante la generación distribuida fotovoltaica se puede dar mayor seguridad en el abastecimiento a todos los sectores productivos, por tal motivo el incentivo y financiamiento de estos proyectos a corto y mediano plazo será indispensable para sostener el desarrollo de estas actividades en el país.
3. La energía solar fotovoltaica es una forma de abastecer zonas a las cuales mediante el sistema tradicional resultaría muy costoso, con un parque generador se podría abastecer una comunidad completa sin perjudicar el entorno natural de las mismas.
4. Este tipo de proyectos no debe estar considerado como un negocio, debería considerarse como un aporte al mercado eléctrico ecuatoriano con el afán de mantener la seguridad de suministro propia de cada empresa o comercio; además se estaría ayudando a la comunidad cercana en el caso de vender excedentes.
5. Las nuevas tecnologías son costosas en su principio, por tal motivo es necesario que el estado las subsidie para que sean más accesibles al público en general, se podrían considerar los incentivos citados en este trabajo; eliminar el pago del IVA para este tipo de productos y bajar la tasa activa para un mejor financiamiento.

6. Analizando los datos para el sector industrial se observa que con las condiciones actuales de financiamiento y de costo de equipos la venta de excedentes no sería beneficiosa, por tal motivo la venta total de la generación sería el camino; o en caso contrario analizar los costos que implicaría un parque generador de mayor potencia y su conexión a la red a través de una subestación de distribución.
7. Las tarifas que se pagarían por la generación eléctrica fotovoltaica deben ser diferenciadas, pues como se ha visto en análisis anteriores al mantener una misma tarifa para todos habrá casos que la recuperación de la inversión sea mayor específicamente para potencias altas, mientras que para potencias bajas apenas se obtendrán ganancias. Para equilibrar esta situación se debe considerar valores diferentes para cada caso.
8. Las tarifas que se han fijado buscan dar a todos los inversionistas una ganancia estándar, es decir cada uno percibirá una ganancia del 5% sobre la inversión realiza, se ha establecido este porcentaje pues la tasa pasiva que manejan los bancos es del 4,53% y para hacer más atractiva la inversión a este tipo de proyectos se la ha fijado en el valor especificado.
9. La venta total de energía eléctrica fotovoltaica a la red por clientes comerciales e industriales debería ser la última opción, pues el objetivo de estas instalaciones es el autoabastecimiento y no involucrarse en el sector eléctrico tan solo como generadores.

RECOMENDACIONES:

1. Establecer una política de estado que promueva el desarrollo de energías renovables en el país, dar el apoyo necesario a estos proyectos y considerar las recomendaciones dadas en el capítulo 4.3 de este proyecto en lo que se refiere a aspectos económicos.
2. Se recomienda plantear objetivos específicos en el país sobre la contaminación ambiental, al igual que en la Comunidad Europea, proponerse una meta a largo plazo tiempo en el cual se reduzca la cantidad de emisiones a la atmosfera por la quema de combustibles fósiles y que incentive la producción de energías limpias.
3. Realizar estos proyectos bajo el asesoramiento de la empresa distribuidora para evitar cualquier tipo de inconvenientes en el momento de la inspección técnica previa a la puesta en marcha del parque generador.
4. En lo que tiene que ver con el inversor se debería tener un cuidado especial para evitar llevar a la red cualquier tipo de distorsiones como armónicos, subidas y bajadas de frecuencia entre otras, además con un buen mantenimiento se puede prolongar su vida útil y así posponer su reemplazo.
5. Llevar a cabo el mantenimiento de las instalaciones por lo menos cada mes, aunque este tipo de instalaciones no lo necesiten de manera tan periódica se debería realizar un reporte de mantenimiento del sistema para evitar cualquier inconveniente futuro.
6. En este trabajo se ha propuesto que el ente controlador de la energía despachada por los proyectos fotovoltaicos sea el CENACE, pero debido a las bajas potencias que se manejan y a lo dispersos que serían los sistemas se recomienda que cada empresa

distribuidora se encargue de este proceso utilizando sistemas actuales como Smart Grid realizando mediciones constantes en línea.

7. Como propuesta para una nueva tesis se plantea el tema de la variación de la potencia en el mercado eléctrico debido al uso de energías alternativas para auto consumo, pues al poseer cada empresa su generadora la potencia necesaria para abastecer a los clientes por parte del SNI cambiará y a simple vista se reducirá.
8. Otro tema que se propone es el de análisis de costos y tarifas para proyectos de generación fotovoltaica con potencias mayores a 100 kW que se utilizarían a nivel industrial en el cual se debería analizar la forma en la que estos proyectos se conectarían a la red a través de subestaciones y el nuevo dimensionamiento de las mismas.

LISTA DE REFERENCIAS

- [1] J. Méndez, et al, *Energía solar fotovoltaica*, Segunda ed., R. Cuervo, Ed. Madrid, España: Fundación Confemetal, 2010.
- [2] Hnos. Maristas de Malaga. (2012, Aug.) Tecno Marista. [Online].
http://tecnomarista.hostzi.com/3ESO/TEMA6_CENTRALES/solar.html
- [3] Universidad de Jaen. (2012, Aug.) Sistema fotovoltaico conectado a red. [Online].
http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/05_tipos/02_conec_red/01_basico/2_conec_red.htm
- [4] DNETN MIEM. (2012, Aug.) Programa de energía eólica. [Online].
<http://www.energiacolica.gub.uy/index.php?page=generalidades>
- [5] Nikita Crushov. (2012, Aug.) Naturaleza educativa. [Online].
www.natureduca.com/tecno_infor_eledigi02.php
- [6] Educastur. (2012, Aug.) Electrónica, semiconductores. [Online].
<http://blog.educastur.es/sanchezlastraelectronica/semiconductores/>
- [7] Insemur. (2012, Sep.) INSEMUR INSTALACIONES ELECTRICAS. [Online].
<http://www.insemur.com/fotovoltaica.htm>
- [8] Universitat Politècnica de Catalunya. (2012, Sep.) INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED. [Online].
<http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/7170/1/MEMORIA%20TECNICA.pdf>
- [9] DETEA. (2012, Sep.) Distribución eléctrica. [Online].
http://www.detea.es/static/galerias/imagenes/Atrevete_saber/distribucion_electrica.jpg
- [10] Proviento S.A. (2012, Sep.) Paneles Solares. [Online].
http://www.proviento.com.ec/index_panelessolares.html
- [11] JHRoerden. (2012, Sep.) ENERGÍA SOLAR. [Online].
<http://www.jhroerden.com/solar/descargas/Lista%20de%20precios.pdf>
- [12] EINSPower. (2012, Oct.) Por un planeta verde. [Online].
<http://www.einspower.com/subpaginas/precios/preciospublico.html>

- [13] Pontificia Universidad Católica de Chile. (2013, May) Evolución de costos ERNC. [Online]. http://web.ing.puc.cl/~power/alumno12/costosernc/C._Foto.html
- [14] CONELEC. (2012, Oct.) PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN. [Online]. <https://www.google.com.ec/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&ved=0CCoQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.conelec.gob.ec%2Fimages%2Fdocumentos%2Fcapitulo1.doc&ei=E7MWUve5JITY8gT0qoHICg&usg=AFQjCNFs6XAHyv8G0RSs9czb6tGIZwBriw&bvm=bv.51156542,d.eWU>
- [15] CONELEC. (2012, Nov.) Reglamento sustitutivo LRSE. [Online]. <https://www.google.com.ec/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&ved=0CCoQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.conelec.gob.ec%2Fimages%2Fdocumentos%2Fcapitulo1.doc&ei=E7MWUve5JITY8gT0qoHICg&usg=AFQjCNFs6XAHyv8G0RSs9czb6tGIZwBriw&bvm=bv.51156542,d.eWU>
- [16] CONELEC. (2008, Nov.) CONELEC REGULACIÓN 005/08. [Online]. www.conelec.gob.ec/normativa/TIEMPOREAL_005_08.doc
- [17] CONELEC. (2012, Nov.) Mandato constituyente No. 15. [Online]. www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=340
- [18] CONELEC. (2012, Nov.) Pliegos y cargos tarifarios. [Online]. <http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=3073&l=1>
- [19] CONELEC. (2012, Dec.) CONELEC REGULACIÓN 006/03. [Online]. www.conelec.gob.ec/normativa/006-10%20AP%20VIGENTE.pdf
- [20] Empresa Eléctrica Quito. (2012, Aug.) PLIEGO TARIFARIO. [Online]. <http://www.eeq.com.ec/upload/pliegos/20130108114800.pdf>
- [21] CONELEC. (2013, Jan.) Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano. [Online]. http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10104_Bolet%C3%ADn%20A%C3%B1o%202011.pdf#page=158&zoom=auto,0,491
- [22] PetroEcuador. (2013, Feb.) Energías y Medio Ambiente. [Online]. www.petroecuador.com.ec
- [23] Sánchez de Tembleque, "Ahorro eficiencia y gestión de la demanda en el sector eléctrico," *Revista de Economía Industrial. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*, vol. UNO, p. 29, Nov. 2010.

- [24] Sociedad Española. (2007, Dec.) Ley 45/2007. [Online]. www.seoc.eu/.65-ley-452007-de-13-de-diciembre-boe-no-299-de-2007
- [25] Agencia Española de Cooperación Internacional. (2013, Feb.) Las energías renovables en un marco regulatorio orientado a la competencia. [Online]. http://books.google.com.ec/books?id=8ECOEowUPuUC&printsec=frontcover&hl=es&source=gbg_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false
- [26] Asamblea Nacional del Ecuador. (2013, Abril) Constitución de la república del Ecuador. [Online]. http://www.asambleanacional.gov.ec/documentos/constitucion_de_bolsillo.pdf
- [27] SENPLADES. (2013, Abril) PLAN NACIONAL PARA EL BUEN VIVIR. [Online]. <http://plan.senplades.gob.ec/>
- [28] Paulina Murillo. (2013, Abril) Tribuna Ecuatoriana de Consumidores y Usuarios. [Online]. http://www.hugocarrion.com/index_archivos/Docs/L_tribuna_electrico.pdf
- [29] PROYECTOS CONELEC. (2013, Mayo) DESARROLLO DE LA ENERGIZACIÓN RURAL Y LA ELECTRIFICACIÓN URBANO-MARGINAL. [Online]. <http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/PME0920CAP9.pdf>
- [30] Maritza Gutierrez. (2013, Mayo) Noticias Jurídicas. [Online]. http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd1955-2000.t4.html#c1
- [31] COMISION EUROPEA. (2013, Junio) LIBRO VERDE. [Online]. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2013:0169:FIN:ES:PDF>
- [32] ORGANIZACION VIDA SOSTENIBLE. (2013, Junio) ENERGIA Y CONTAMINACION DEL AIRE. [Online]. http://www.vidasostenible.org/observatorio/f2_final.asp?idinforme=361
- [33] COMISION EUROPEA. (2013, Junio) POLITICAS DE LA COMISION EUROPEA. [Online]. http://ec.europa.eu/clima/policies/brief/eu/package_en.htm
- [34] ASAMBLEA NACIONAL. (2013, Julio) CODIGO ORGÁNICO DE LA PRODUCCIÓN, COMERCIO E INVERSIONES. [Online]. <http://www.industrias.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2012/08/Codigo-Organico-de-la-Produccion-Comercio-e-Inversiones.pdf>